

Ilkka Luukkonen

Erään tuulivoimalaitosmallin soveltuvuus voimajärjestelmän suunnittelulaskentaan

Sähkötekniikan korkeakoulu

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi
diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 8.10.2013.

Työn valvoja:

Prof. Liisa Haarla

Työn ohjaaja:

DI Antti-Juhani Nikkilä



Aalto-yliopisto
Sähkötekniikan
korkeakoulu

Tekijä: Ilkka Luukkonen		
Työn nimi: Erään tuulivoimalaitosmallin soveltuvuus voimajärjestelmän suunnittelulaskentaan		
Päivämäärä: 8.10.2013	Kieli: Suomi	Sivumäärä: 10+87
Sähkötekniikan laitos		
Professori: Sähköjärjestelmät		Koodi: S-18
Valvoja: Prof. Liisa Haarla		
Ohjaaja: DI Antti-Juhani Nikkilä		
<p>Tuulivoiman osuus sähköntuotannosta on kasvussa, mikä lisää tarvetta mallintaa tuulivoimalaitosten dynaamista käyttäytymistä voimajärjestelmän suunnittelulaskennassa. Tuulivoimalaitosvalmistajien yksityiskohtaiset laskentamallit ovat suunnittelulaskennan näkökulmasta yleensä tarpeettoman monimutkaisia ja hankalasti ylläpidettäviä. Sähköalan yhteisöt ja standardointijärjestöt ovat siksi valmistelleet yleisiä tuulivoimalaitosmalleja, joilla erilaisten tuulivoimalaitosten keskeiset ominaisuudet voidaan kuvata muuttamalla ainoastaan mallin parametreja.</p> <p>Tämän diplomityön tavoitteena oli arvioida WECC:n (Western Electricity Coordinating Council) kehittämän yleisen tuulivoimalaitosmallin soveltuvuutta voimajärjestelmän suunnittelulaskentaan. Tutkittu malli oli toisen sukupolven versio muuttuvanopeuksisille tuulivoimalaitoksille soveltuvasta laskentamallista. Mallia arvioitiin tutkimalla aluksi mallin toimintoja ja erityisesti jännitteensäädön aseteltavuutta Fingridin järjestelmäteknisten vaatimusten näkökulmasta. Tämän jälkeen mallin toimintaa arvioitiin erilaisin laskentatarkasteluin, jotka mukailivat suunnittelulaskennan tyypillisiä tilanteita.</p> <p>Mallin todettiin toimivan johdonmukaisesti eikä mallin aiemmille versioille ominaisia numeerisia tai käytettävyyteen liittyviä ongelmia havaittu. Tulosten perusteella malli on monipuolisesti aseteltavissa, joten malli soveltuu ainakin pitkän aikavälin suunnitteluun ja todennäköisesti myös yksittäisten laitosten dynamiikan keskeisten ominaisuuksien tarkempaan mallintamiseen. Ennen mallin käyttöönottoa on kuitenkin suositeltavaa tutustua valmistajakohtaisiin malleihin, jotta yleisen mallin parametrien soveltuvuudesta voidaan varmistua. Lisäksi mallin käytössä ja erityisesti virtarajojen asettelussa on huomioitava mallin yksinkertaistetusta rakenteesta aiheutuvat rajoitukset. Työn tulokset nostavat esiin myös tuulivoimalaitosmallien aggregointiin ja todentamiskäytäntöihin sekä jännitteensäädön virityseriaatteisiin liittyviä kysymyksiä, jotka edellyttävät jatkoselvityksiä.</p>		
Avainsanat: tuulivoimalaitos, mallintaminen, yleinen laskentamalli, dynamiikkalaskenta, jännitteensäätö, voimajärjestelmän suunnittelu		

Author: Ilkka Luukkonen

Title: Feasibility of a wind power plant model for power system planning

Date: 8.10.2013

Language: Finnish

Number of pages: 10+87

Department of Electrical Engineering

Professorship: Electrical systems

Code: S-18

Supervisor: Prof. Liisa Haarla

Advisor: M.Sc. (Tech.) Antti-Juhani Nikkilä

Increasing amount of wind power emphasizes the need to model the dynamic properties of wind power plants in the power system planning. However, the detailed models developed by wind power plant manufacturers are typically not suitable for this due to their excessive complexity and difficult maintainability. To address this issue, the standardizing organizations and other societies in the field of electrical engineering have developed generic wind power plant models. By changing the model parameters, the generic models can be used to represent the relevant dynamic properties of different types of wind power plants.

This thesis evaluates the feasibility of a second generation generic variable-speed wind power plant model developed by WECC (Western Electricity Coordinating Council) for power system planning. First, the general properties of the model and especially the adjustability of voltage control was examined considering the Finnish specifications for the operational performance of wind power plants. After this, the performance of the model was evaluated in various simulations imitating typical power system planning cases.

In conclusion, the performance of the generic model was found consistent and no numeric or usability issues typical for the previous versions of the model appeared. Based on the results, the model parameters can be set versatily implying that the model is applicable to long-term power system planning and probably also to more detailed studies of wind power plants. However, it is advisable to study the characteristics of manufacturer-specific wind power plant models before introducing the generic model to the power system planning. In addition, user needs to consider the simplifications in the model implementation when using the model and especially when selecting the current limiter settings for it. Finally, the results also highlight further questions related to the principles of aggregation, validation, and the voltage control parametrization of wind power plant models.

Keywords: wind power plant, modeling, generic model, dynamic analysis, voltage control, power system planning

Esipuhe

Tämä diplomityö on tehty kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:ssä opinnäytteeksi Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoululle. Työn valmistumista ovat edesauttaneet lukuisat henkilöt, joita haluan tässä yhteydessä kiittää.

Diplomityön valvojaa professori Liisa Haarlaa kiitän tieteelliseen kirjoittamiseen liittyvistä neuvoista.

Työn ohjaajaa DI Antti-Juhani Nikkilää haluan kiittää asiantuntevasta ja kannustavasta ohjauksesta. Kiitos kuuluu myös muulle työn ohjausryhmälle ja erityisesti DI Tuomas Rauhalalle kommenteista sekä monista ideoista työhön liittyen. Työn kommentoinnista kiitän myös DI Kimmo Napolaa.

Lopuksi haluan osoittaa kiitokset perheelleni ja ystäväilleni kaikesta tuesta opintojeni aikana.

Helsingissä, 7.10.2013

Ilkka Luukkonen

Sisältö

Tiivistelmä	ii
Esipuhe	iv
Symbolit ja lyhenteet	viii
1 Johdanto	1
2 Voimajärjestelmän dynamiikan analysointi	3
2.1 Voimajärjestelmän stabiilius	3
2.2 Suunnittelulaskenta ja laskentamenetelmät	8
3 Muuttuvanopeuksiset tuulivoimalaitokset	10
3.1 Yleistä	10
3.2 Muuttuvanopeuksisen tuulivoimalaitoksen rakenne	11
3.3 Muuttuvanopeuksisten tuulivoimalaitosten järjestelmätekniset ominaisuudet	13
3.3.1 Tuulivoimalaitoksen jännitteensäätö	13
3.3.2 Tuulivoimalaitoksen toiminta jännitehäiriöissä	15
3.3.3 Tuulivoimalaitoksen vaikutus sähkömekaanisiin heilahteluihin	16
3.3.4 Tuulivoimalaitoksen pätötehon säätö ja toiminta taajuushäiriön aikana	16
3.4 Tuulivoimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset Suomessa	18
3.4.1 Yleistä	18
3.4.2 Tuulivoimalaitoksen loistehokapasiteetti	18
3.4.3 Tuulivoimalaitoksen jännitteensäätö	19
3.4.4 Tuulivoimalaitoksen toiminta jännitehäiriössä	20
4 Tuulivoimalaitosten dynamiikan mallintaminen verkostolaskennassa	21
4.1 Tuulivoimalaitosmallin rakenne	21
4.2 Yleiset laskentamallit	23
4.3 Mallien aggregointi	24
4.4 Tuulivoimalaitosten laskentamalleille asetettavien vaatimusten vertailu	25
4.4.1 Yleiset vaatimukset malleille	25
4.4.2 Toiminnalliset vaatimukset malleille	26
4.4.3 Laskentamallien toiminnan todentaminen	26
5 Western Electricity Coordinating Council -mallit	28
5.1 Yleistä	28
5.2 Ensimmäisen sukupolven malli täysohjatulle tuulivoimalaitokselle . .	29
5.3 Toisen sukupolven malli täysohjatulle tuulivoimalaitokselle	29
5.3.1 Voimalaitostason säädön malli	30

5.3.2	Generaattoritason säädön malli	31
5.3.3	Generaattori-suuntaajamalli	34
6	Tuulivoimalaitosmallin ominaisuudet ja parametrien valinta	36
6.1	Tarkastelussa käytettävä verkkomalli	36
6.2	Tuulivoimalaitosmallin parametrien valinta	36
6.3	Jännitteensäädön viritysohjeiden arviointi	37
6.4	Jännitteensäädön askelvaste	42
6.5	Mallin loistehokapasiteetti ja virtarajojen valinta	45
6.6	Toiminta jännitekuopan aikana ja tehon palautuminen	47
7	Mallin arvioinnissa käytetyt laskentatilanteet	50
7.1	Tarkastellut tuulivoimalaitosten liitântätavat ja herätteet	50
7.1.1	Tuulivoimalaitoksen liitântä säteittäisen johdon varteen	50
7.1.2	Tuulivoimalaitoksen liitântä sähköasemalle	53
7.1.3	Tuulivoimalaitoksen mitoitusstehon vaikutus mallin toimintaan	54
7.1.4	Herätteet	54
7.2	Mallin jännitteensäädön toiminnan arviointi erilaisissa käyttötilanteissa	56
7.2.1	Verkkomalli	56
7.2.2	Käyttötilanteet	56
7.2.3	Jännitteensäädön virityspäriatteet	57
7.2.4	Herätteet	58
8	Laskentatilanteiden tulokset	59
8.1	Tuulivoimalaitosmallin liitântä säteittäisen johdon varteen	59
8.1.1	Mallin toiminta lähioikosulussa	59
8.1.2	Mallin vaste sähkömekaanisiin heilahteluihin	60
8.1.3	Mallin loistehokapasiteetti, rajoittimet ja toimintapisteen vaikutus rajoittimien toimintaan	62
8.1.4	Mallin toiminta taajuushäiriössä	64
8.2	Tuulivoimalaitosmallin liitântä sähköasemalle	65
8.2.1	Mallin vaste sähkömekaanisiin heilahteluihin	65
8.2.2	Mallin toiminta taajuushäiriössä	65
8.2.3	Tuulivoimalaitoksen mitoitusstehon vaikutus mallin toimintaan	66
8.3	Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön toiminta erilaisissa käyttötilanteissa	68
8.3.1	Minimioikosulkutilanne	68
8.3.2	Talviyön vientitilanne	69
8.3.3	Käytön palautus	69
8.3.4	Jännitteensäädön virityspäriatteen ja käyttötilanteen vaikutus säädön nopeuteen	70
8.3.5	Jännitteensäädön parametrien vaikutus paikallisten sähkömekaanisten heilahtelujen vaimennukseen	73

9 Tulosten arviointi ja johtopäätökset	75
9.1 Yleiset havainnot mallin ominaisuuksista	75
9.2 Mallin jännitteensäädön aseteltavuus	75
9.3 Mallin toiminta erilaisissa suunnittelulaskennan tilanteissa	76
Viitteet	78
Liite A: Tuulivoimalaitosmallin parametrit	81
Liite B: Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön parametrit	84

Symbolit ja lyhenteet

Symbolit

A	pinta-ala
C_P	tuulivoimalaitoksen tehokkuuskerroin
E_{fd}	PSS/E:n kaksoissyötetyn epätahtigeneraattorin mallin lähdejännite
E_g	tahtigeneraattorin sijaiskytkennässä tahtireaktanssin takana oleva jännite
I_{br}	tuulivoimalaitosmallin johdolle syöttämä virta
I_p	pätövirta
I_{pcmd}	pätövirtaohjaus
I_{pmax}	maksimipätövirta
I_q	loisvirta
I_{qcmd}	loisvirtaohjaus
I_{qmax}	maksimiloisvirta
I_{qinj}	loisvirran erillinen ohjaus ali- ja ylijännitetilanteissa
I_{totmax}	maksimikokonaisvirta
J	hitausmomentti
K_i	voimalaitostason loistehosäätimen integroivan termin vahvistus
K_p	voimalaitostason loistehosäätimen suhdetermin vahvistus
K_{qi}	generaattoritaso loistehosäätimen integroivan termin vahvistus
K_{vi}	generaattoritaso jännitesäätimen integroivan termin vahvistus
P	pätöteho
P_{ref}	pätötehon ohjearvo
P_e	generaattorin verkkoon syöttämä pätöteho
P_{max}	tuulivoimalaitoksen mitoitus-teho
P_w	tietyn pinta-alan läpi virtaavan ilman teho
Q	loisteho
Q_{ref}	loistehon ohjearvo
Q_{br}, Q_{gen}	tuulivoimalaitosmallin loisteho
Q_{ext}	tuulivoimalaitosmallin generaattoritaso säädön loisteho-ohje
Q_{max}, Q_{min}	loistehon ylä- ja alaraja
r_{sc}	oikosulkusuhde
S_k	oikosulkuteho
T_e	sähköinen momentti

T_m	mekaaninen momentti
T_S	tahdistava momentti
T_D	vaimentava momentti
T_q	generaattoritason loistehonsäädön aikavakio
T_r	jännitteensäädön askelvasteen nousuaika, joka määritellään tässä työssä nousuaikana 0–90 % loistehon kokonaismuutoksesta
T_v	generaattoritason jännitteensäädön aikavakio
T_{var}	voimalaitostason jännitteensäädön aikavakio
U	jännite
U_{max}, U_{min}	jännitteen ylä- ja alaraja
U_{ref}	jännitteen ohjearvo
U_{reg}	säädetty jännite
U_{PCC}	jännite tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön referenssipisteessä
U_t	liitinjännite
U_{filt}	liitinjännitteen mitattu arvo
v	tuulen nopeus
X_d	tahtigeneraattorin pitkittäisreaktanssi
X_{eq}	PSS/E:n kaksoissyötetyn epätahtigeneraattorin mallin ekvivalenttireaktanssi
X_{grid}	taustaverkon reaktanssi
X_j	johdon reaktanssi
X_{tot}	kokonaisreaktanssi
δ	jännitteen kulma(ero)
λ	turbiinin kärkinopeussuhde
ω_m	mekaaninen kulmataajuus
ρ	ilman tiheys

Lyhenteet

CIGRE	<i>Conseil International des Grands Réseaux Electriques</i> , kansainvälinen suuriin sähköjärjestelmiin keskittynyt järjestö
DFIG	<i>doubly-fed induction generator</i> , kaksoissyötetty epätahtigeneraattori
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> , eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö
EPRI	<i>Electrical Power Research Institute</i> , sähkön tuotantoon, jakeluun ja käyttöön keskittynyt tutkimusjärjestö
FGW	<i>Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien</i> , saksalainen uusiutuvien energiamuotojen edistämisyhdistys
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> , kansainvälinen sähköalan standardointijärjestö
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> , kansainvälinen tekniikan alan järjestö
LVPL	<i>Low Voltage Power Logic</i> , tuulivoimalaitosmallin pätövirtaa jännitekuoppien aikana rajoittava lohko
LVACM	<i>Low Voltage Active Current Management</i> , tuulivoimalaitosmallin pätövirtaa jännitteen funktiona säätävä lohko
HVRCM	<i>High Voltage Reactive Current Management</i> , tuulivoimalaitosmallin loisivirtaa ylijännitteiden aikana rajoittava lohko
PCC	<i>point of common coupling</i> , englanninkielisessä kirjallisuudessa käytetty termi, joka yleensä viittaa joko tuulivoimalaitoksen liittymispisteeseen tai referenssipisteeseen, jossa voimalaitokselle asetetut vaatimukset on täytettävä
PSS/E	<i>Power System Simulator for Engineering</i> , verkostolaskentaohjelmisto
SCR	<i>short circuit ratio</i> , oikosulkusuhte
SVC	<i>static var compensator</i> , staattinen loistehon kompensattori
VJV	Fingrid Oyj:n Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i> , Pohjois-Amerikan länsiosien yhteiskäyttöverkon (Western Interconnection) toimivuutta edistävä järjestö

1 Johdanto

Voimajärjestelmän stabiiliudella tarkoitetaan sen kykyä saavuttaa tasapainotila eri-laisten järjestelmään kohdistuvien herätteiden jälkeen. Tällaisia herätteitä ovat esimerkiksi verkkoon kohdistuvat viat sekä kytkentätapahtumat. Stabiilius on merkittävä voimajärjestelmän suunnittelua ja käyttöä ohjaava reunaehto, sillä stabiiliuden menettäminen voi johtaa voimajärjestelmän romahtamiseen ja mittaviin kansantaloudellisiin vahinkoihin.

Voimajärjestelmän stabiiliutta voidaan arvioida simuloimalla järjestelmän ja sen komponenttien toimintaa muutostilanteissa niin kutsutuilla dynamiikkamalleilla. Suoraan verkkoon kytketyille tahtigeneraattoreille on vuosikymmenten myötä kehitetty runsaasti malleja, joita voidaan käyttää suunnittelun työkaluina. Tuulivoimalaitosten toiminta kuitenkin eroaa merkittävästi tavanomaisten tahtigeneraattoreiden toiminnasta. Nykyaikaiset muuttuvanopeuksiset tuulivoimalaitokset liitetään voimajärjestelmään tavallisesti taajuusmuuttajien kautta. Taajuusmuuttajan vuoksi generaattorilla ei välttämättä ole suoraa sähkömekaanista yhteyttä verkkoon, vaan tuulivoimalaitoksen vuorovaikutusta voimajärjestelmän kanssa ohjaavat lähinnä erilaiset ohjelmallisesti toteutetut säätöjärjestelmät ja niiden takaisinkytkennät.

On odotettavissa, että Suomen voimajärjestelmään liitetään lähitulevaisuudessa yhä enemmän muuttuvanopeuksiseen teknologiaan perustuvia tuulivoimalaitoksia. Siten järjestelmäsuunnittelussa on kasvava tarve malleille, joilla näiden laitosten dynaaminen käyttäytyminen voidaan kuvata riittävällä tarkkuudella. Suunnittelun edellyttämä riittävä tarkkuus puolestaan vaihtelee mallin käyttökohteen mukaan. Pitkän aikavälin suunnittelussa on tarve tarkastella yleisemmin eri teknologioiden vaikutusta voimajärjestelmään. Käytönsuunnittelussa ja häiriönselvityksessä sen sijaan on tärkeää kyetä kuvaamaan tietyn yksittäisen voimalaitoksen dynaamiset ominaisuudet tarkasti.

Tuulivoimalaitosten valmistajat kehittävät tavallisesti laitoksilleen varsin yksityiskohtaisia malleja. Valmistajakohtaiset mallit ovat kuitenkin järjestelmäsuunnittelun näkökulmasta yleensä tarpeettoman monimutkaisia ja hankalasti ylläpidettäviä. Lisäksi valmistajakohtaisiin malleihin liittyvät luottamuksellisuussopimukset vaikeuttavat mallien käyttöä ja avointa tiedonvaihtoa mallien ominaisuuksista. Muun muassa näistä syistä sähköalan yhteisöt ja standardointijärjestöt ovat valmistelleet tuulivoimalaitoksille yleisiä valmistajariippumattomia dynamiikkamalleja. Pyrkimyksenä on, että rakenteeltaan yksinkertaistetulla yleisellä mallilla voidaan kuvata eri valmistajien tuulivoimalaitosten keskeiset dynaamiset ominaisuudet muuttamalla ainoastaan mallin parametreja.

Tämän diplomityön tavoitteena on selvittää muuttuvanopeuksisille tuulivoimalaitoksille kehitetyn yleisen dynamiikkalaskentamallin soveltuvuutta voimajärjestelmän suunnittelulaskentaan. Mallin soveltuvuutta arvioidessa huomioidaan pitkän aikavälin suunnitteluun, käytönsuunnitteluun ja häiriönselvitykseen liittyvän laskennan tarpeet. Mallin jännitteensäädön aseteltavuus on työssä erityisen mielenkiinnon kohteena, sillä jännitteensäädön asettelu on aiemmissa tutkimuksissa [1–3] havaittu

vaikuttavan tuulivoimalaitosten vasteeseen sähkömekaanisiin heilahteluihin.

Tutkittava tuulivoimalaitosmalli on toisen sukupolven versio WECC:n (Western Electricity Coordinating Council) kehittämästä yleisestä mallista muuttuvanopeuksisille tuulivoimalaitoksille. Mallin valinta työn kohteeksi perustuu mallin saatavuuteen tässä työssä käytettävälle PSS/E-verkostolaskentaohjelmistolle (Power System Simulator for Engineering) [4] ja toisaalta myös aikaisempiin kokemuksiin WECC:n tuulivoimalaitosmalleista. WECC:n ensimmäisen sukupolven tuulivoimalaitosmallien ominaisuuksia on tutkittu aiemmin muun muassa diplomitöissä [5, 6], joissa ensimmäisen sukupolven mallissa on todettu käytettävyyteen ja numeeriseen suorituskkyyn liittyviä ongelmia.

Tässä työssä ei todenneta yleisen tuulivoimalaitosmallin toimintaa vertaamalla sitä suoraan valmistajamalleihin. Yleisen mallin todentamista koskevia tuloksia on esitetty muun muassa EPRIn (Electrical Power Research Institute) raporteissa [7, 8]. Työssä perehdytään kuitenkin lyhyesti muutamissa maissa sovellettaviin vaatimuksiin tuulivoimalaitosmalleille ja mallien todentamiselle.

Luvussa 2 käsitellään lyhyesti voimajärjestelmän suunnittelulaskentaa sekä laskentamenetelmiä ja -ohjelmistoja. Lisäksi tarkastellaan voimajärjestelmän stabiiliuden merkitystä ja stabiiliuteen liittyviä käsitteitä.

Luvussa 3 esitellään tuulivoimaan liittyviä peruskäsitteitä sekä muuttuvanopeuksisten tuulivoimalaitosten teknologiaa. Lisäksi tarkastellaan muuttuvanopeuksisten tuulivoimalaitosten järjestelmäteknisiä ominaisuuksia sekä esitellään lyhyesti työn kannalta keskeisiä tuulivoimalaitosten järjestelmäteknisiä vaatimuksia Suomessa.

Luvussa 4 käsitellään yleisesti tuulivoimalaitosten mallintamiseen liittyviä näkökohtia. Lisäksi luodaan katsaus malleille ja niiden todentamiselle muutamissa eri maissa asetettuihin vaatimuksiin.

Luvussa 5 esitellään lyhyesti WECC:n (Western Electricity Coordinating Council) kehittämä ensimmäisen sukupolven yleinen laskentamalli muuttuvanopeuksisille tuulivoimalaitoksille. Tämän jälkeen syvennytään työn kohteena olevaan toisen sukupolven versioon mallista.

Luvussa 6 tutkitaan tuulivoimalaitosmallin toimintoja sekä jännitteensäädön aseteltavuutta yksinkertaisen ekvivalenttigeneraattoriin perustuvan verkkomallin avulla. Tulosten pohjalta arvioidaan tuulivoimalaitosmallin järjestelmäteknisiä ominaisuuksia, kuten jännitteen- ja loistehonsäätöä, loistehokapasiteettia sekä vianaikaista toimintaa.

Luvussa 7 esitellään laskentatilanteet, joiden avulla mallin soveltuvuutta voimajärjestelmän suunnittelulaskentaan arvioidaan. Laskentatilanteissa tarkastellaan tuulivoimalaitoksen liitännätavan, jännitteensäädön viritysperiaatteen sekä käyttötilanteen vaikutusta mallin toimintaan erilaisilla heränteillä. Luvussa 8 esitetään laskennan keskeiset tulokset. Luvussa 9 arvioidaan tulosten merkitystä ja esitetään työn johtopäätökset.

2 Voimajärjestelmän dynamiikan analysointi

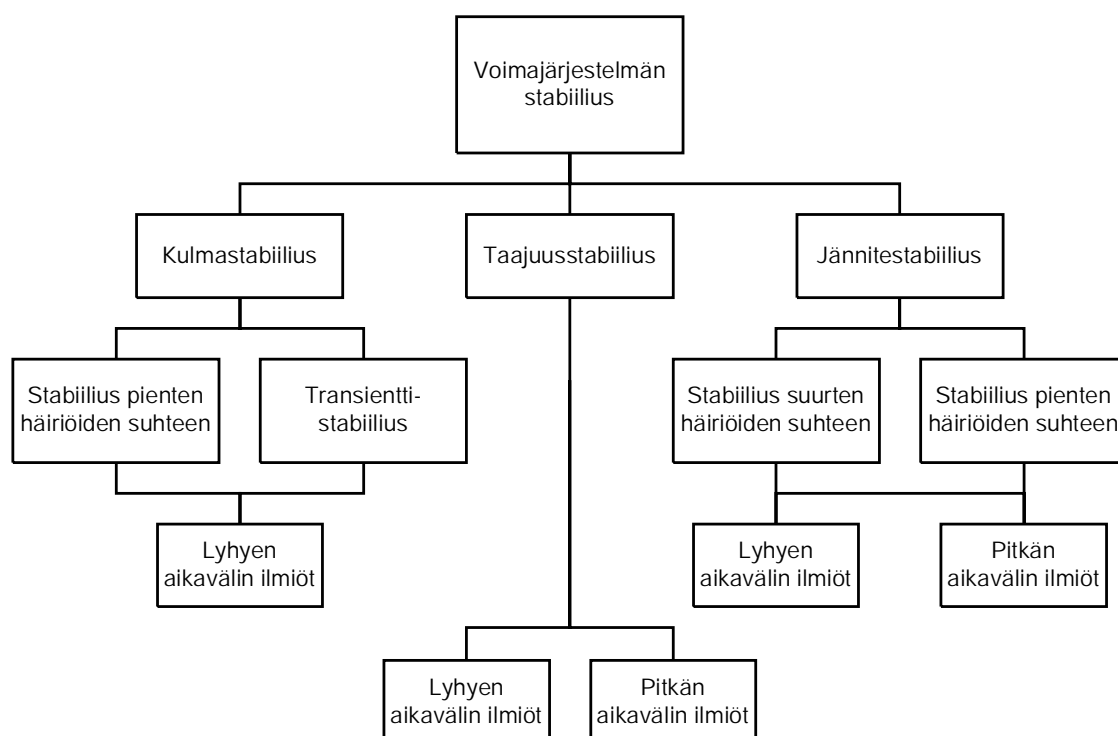
Tässä luvussa käsitellään voimajärjestelmän stabiiliuteen liittyviä käsitteitä sekä voimajärjestelmän suunnittelulaskentaa tämän työn näkökulmasta.

2.1 Voimajärjestelmän stabiilius

Stabiiliuden luokittelu

Voimajärjestelmä on epälineaarinen järjestelmä, johon kohdistuu jatkuvasti erilaisia herätteitä. Näitä herätteitä ovat esimerkiksi kuormien vaihtelut, komponenttien kytkennät sekä erilaiset vikatilanteet. Voimajärjestelmän stabiiliudella tarkoitetaan sen kykyä saavuttaa tasapainotila järjestelmään kohdistuneen herätteen jälkeen siten, että suurin osa järjestelmästä säilyy ehjänä. [9]

Kuvassa 2.1 on esitetty voimajärjestelmän stabiiliuteen liittyvät käsitteet. Stabiilius luokitellaan tavallisesti taajuusstabiiliuteen, jännitestabiiliuteen ja kulmastabiiliuteen. Stabiilius voidaan luokitella myös ilmiöiden ajallisen keston mukaan pitkän ja lyhyen aikavälin stabiiliuteen. Lyhyen aikavälin stabiiliuteen liittyvät ilmiöt rajoittuvat enintään kymmeneen sekuntiin, kun taas pitkän aikavälin stabiiliudessa tarkasteltava aikaväli voi olla jopa kymmeniä minuutteja. Kolmas tapa luokitella stabiiliutta on jakaa se pieniin muutoksiin liittyvään piensignaalistabiiliuteen ja suurempiin häiriöihin liittyvään suursignaalistabiiliuteen. [9]



Kuva 2.1: Voimajärjestelmän stabiiliuden luokittelu. [9]

Eri stabiiliuslajit eivät todellisuudessa ole täysin toisistaan erillisiä ilmiöitä. Käytännössä esimerkiksi epästabiilit jännitteet ja kulmat liittyvät usein toisiinsa. Edellä esitelty luokittelu kuitenkin helpottaa ilmiöiden taustalla vaikuttavien syiden ymmärtämistä. [10, s. 33]

Taajuusstabiilius

Taajuusstabiiliudella tarkoitetaan järjestelmän kykyä pitää taajuus vakaana tilanteessa, jossa järjestelmään kohdistunut häiriö johtaa tuotannon ja kuorman epätasapainoon. Taajuusstabiiliudessa on olennaisesti kyse tuotannon ja kuormien välisestä pätötehotasapainosta. Epästabiilissa tilanteessa järjestelmän taajuuden vaihtelut johtavat kuormien tai tuotannon irtoamiseen, mikä voi edelleen pahimmillaan johtaa järjestelmän laajuiseen häiriöön. [9]

Tavallisesti verkossa on generaattoreita, joiden tehoa säädetään taajuuden muuttuessa. Näitä generaattoreita kutsutaan pyöriväksi reserviksi. Mitä enemmän järjestelmässä on tahtigeneraattoreiden pyöriin massoihin sitoutunutta liike-energiaa, sitä hitaammin ja vähemmän taajuus pienenee häiriön seurauksena. Taajuusstabiiliutta voidaan ylläpitää myös säätämällä eri synkronialueita yhdistävien tasasähköyhteyksien tehoa tai irrottamalla kuormaa verkosta. [11, s. 254]

Käsitteellä taajuusromahdus viitataan tilanteeseen, jossa taajuus on ensin laskeutunut häiriön seurauksena eikä pätötehotasapainoa pystytä tämän jälkeen palauttamaan. Esimerkiksi jos generaattoreita joudutaan tällaisessa alitaajuustilanteessa kytkemään irti järjestelmästä, taajuus laskee entisestään ja saattaa lopulta johtaa järjestelmän romahtamiseen. Suurissa yhteiskäyttöjärjestelmissä taajuusromahdus tapahtuu yleensä järjestelmän hajotessa saarekkeisiin, joiden sisäinen tuotanto ja kulutus eivät vastaa toisiaan. [11, s. 256]

Taajuusstabiilius voi olla sekä lyhyen että pidemmän aikavälin ilmiö. Esimerkiksi saarekeverkossa taajuusromahdus voi tapahtua muutamien sekuntien kuluessa, mikäli saarekkeessa ei ole riittävästi taajuuden laskiessa irtoavaa kuormaa. Toisaalta esimerkiksi monimutkaisissa voimalaitosten säätö- ja suojausjärjestelmiin liittyvissä tilanteissa ilmiön kesto voi olla kymmenistä sekunneista useisiin minuutteihin. [9]

Jännitestabiilius

Jännitestabiiliudella tarkoitetaan järjestelmän kykyä säilyttää kaikkien solmupisteiden jännitteet hyväksyttävällä tasolla järjestelmään kohdistuneen häiriön jälkeen. Epästabiilissa tilanteessa jännitteet laskevat tai nousevat jatkuvasti. [9] Jännitestabiiliudessa on pohjimmiltaan kyse järjestelmän kyvystä vastata loistehon tarpeeseen. [10, s. 959–960]

Jännitestabiilius voidaan jakaa suur- ja piensignaalistabiiliuteen. Suursignaalistabiiliudella tarkoitetaan järjestelmän kykyä hallita jännitteitä suuren häiriön jälkeen. Tähän vaikuttavat paitsi järjestelmän ja kuormien ominaisuudet myös erilaiset säätö- ja suojausjärjestelmät, kuten muuntajien käämikytkimet tai generaat-

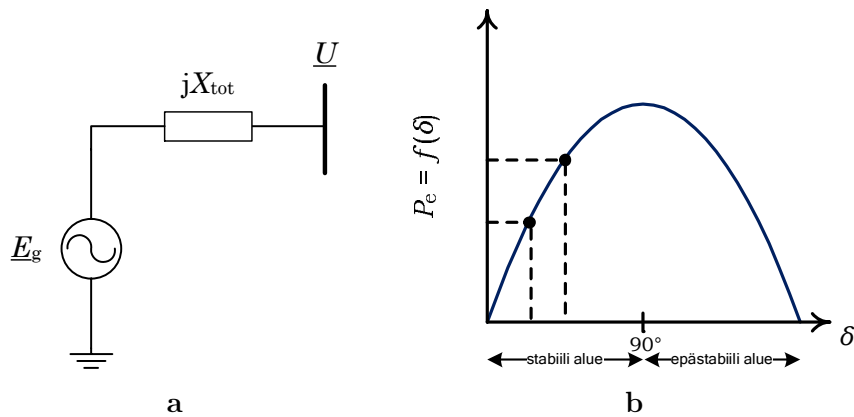
torien virtarajat. Tarkasteltava aikaväli voi olla tällöin muutamista sekunneista jopa kymmeneen minuutteihin. [9] Piensignaalistabiiliudessa on kyse järjestelmän kyvystä säilyttää jännitteet vakaina, kun järjestelmään kohdistuu pieniä muutoksia. Järjestelmä on epästabiili pienten muutosten suhteen, mikäli loistehon muutos solmupisteessä aiheuttaa vastakkaisen muutoksen kyseisen solmupisteen jännitteessä. [10, s. 32–33]

Epästabiileilla jännitteillä voi olla myös laajempia vaikutuksia voimajärjestelmään [10, s. 27]. Jänniteromahduksella viitataan tapahtumaketjuun, joka johtaa suurhäiriöön tai poikkeuksellisen alhaisiin jännitteisiin suuressa osassa järjestelmää. Tapahtumaketju voi käynnistyä esimerkiksi raskaasti kuormitetun siirtojohdon irtoamisesta. Johdon irrottua jäljelle jääneet johdot kuormittavat lisää, minkä seurauksena niiden loistehonkulutus kasvaa ja jännitteet laskevat edelleen. [10, s. 974]

Kulmastabiilius

Kulmastabiiliudella tarkoitetaan järjestelmän tahtikoneiden kykyä säilyttää tahtikäynti, joka perustuu yksittäisten koneiden mekaanisen ja sähköisen tehon väliseen tasapainoon. Kulmastabiilius voidaan jakaa pieniin herätteisiin liittyvään piensignaalistabiiliuteen ja suurempien herätteiden yhteydessä tarkasteltavaan transienttistabiiliuteen. Pienillä herätteillä tarkoitetaan esimerkiksi järjestelmässä jatkuvasti tapahtuvaa kuormien ja tuotannon vähäistä vaihtelua. Järjestelmä voidaan tällöin linearisoida tasapainopisteeseen, mikä helpottaa laskentaa. [10, s. 18, 23–24]

Tahtikoneen verkkoon syöttämän sähköisen tehon ja kulman yhteyttä voidaan tarkastella kuvan 2.2a mukaisella yksinkertaisella mallilla, jossa generaattori liittyy jäykkään verkkoon reaktanssin X_{tot} kautta.



Kuva 2.2: Jäykkään verkkoon reaktanssi X_{tot} liitetyn tahtigeneraattorin sijaiskytkentä (a) ja tehokulmakäyrä (b). [11] Katkoviivat kuvaavat generaattorin sähköisen tehon P_e ja kulman δ kannalta erilaisia toimintapisteitä.

Generaattorin verkkoon syöttämä teho on

$$P_e = \frac{E_g U}{X_{\text{tot}}} \sin \delta, \quad (2.1)$$

missä E_g on sijaiskytkennässä generaattorin tahtireaktanssin takana oleva jännite, U jäykän verkon jännite, δ jännitteiden välinen kulma ja X_{tot} kokonaisreaktanssi jäykän verkon ja generaattorin välillä. Generaattorin jatkuvan tilan toimintapiste kuvan 2.2b tehokulmakäyrällä määräytyy generaattorin mekaanisesta tehosta. Kun mekaanista tehoa lisätään, generaattorin sisäisen jännitteen kulmaero verkon jännitteeseen kasvaa, minkä seurauksena myös sähköinen teho kasvaa, kunnes sähköinen teho on yhtä suuri kuin mekaaninen teho. Mikäli kulmaero kuitenkin ylittää arvon $\delta = 90^\circ$, sähköinen teho alkaakin pienentyä mekaanisen tehon kasvaessa. Generaattori joutuu tällöin epästabiilille toiminta-alueelle ja alkaa kiihtyä. [11, s. 222–223]

Myös useita generaattoreita käsittävä järjestelmä toimii edellä kuvatun lainalaisuuden mukaan. Jos jokin kone pyrkii järjestelmään kohdistuneen häiriön seurauksena muiden edelle, sen kulmaero muihin generaattoreihin ja siten myös sähköinen teho kasvavat. Kyseinen kone kuormittuu tällöin enemmän ja sen nopeusero ja kulmaero muihin koneisiin pienenevät. [10, s. 22]

Tehon sijaan voidaan myös tarkastella sähköisen ja mekaanisen momentin välistä tasapainoa. Sähköisen momentin ja tehon suhteellisarvot ovat käytännössä lähellä toisiaan, sillä generaattori toimii keskimäärin verkon taajuuden määräämällä vakionopeudella eli tahtinopeudella lukuun ottamatta pieniä hetkellisiä poikkeamia. Momenttien avulla generaattorin roottorin liikeyhtälöksi voidaan kirjoittaa

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e, \quad (2.2)$$

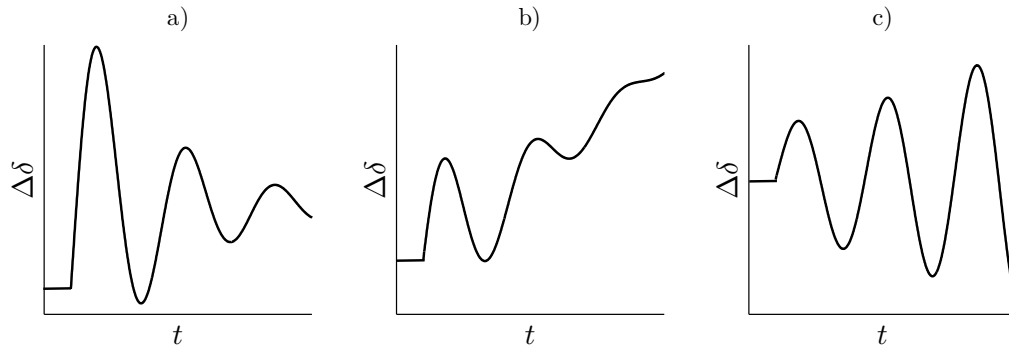
missä J on roottorin ja turbiinin akseliston hitausmomentti, ω_m sen mekaaninen kulmanopeus, T_m mekaaninen vääntömomentti ja T_e sähköinen vääntömomentti. [10, s. 23] Mikäli mekaaninen momentti on sähköistä momenttia suurempi, liikeyhtälön (2.2) mukaan generaattori kiihtyy.

Sähköinen momentti voidaan edelleen jakaa kahteen komponenttiin, joita kutsutaan tahdistavaksi ja vaimentavaksi momentiksi. Tahdistava momentti on samassa vaiheessa kuin roottorin kulman muutos, ja vaimentava momentti puolestaan samassa vaiheessa kuin roottorin kulmanopeuden muutos. Matemaattisesti tämä voidaan esittää muodossa:

$$\Delta T_e = T_S \Delta \delta + T_D \Delta \omega_m, \quad (2.3)$$

missä T_S on tahdistava momentti ja T_D vaimentava momentti. [10, s. 23]

Tahtikäynnin säilyttämiseksi sekä tahdistavan että vaimentavan momentin on oltava riittävät. Liian pieni tahdistava momentti johtaa generaattorin ja verkon jännitteen välisen kulmaeron jatkuvaan kasvamiseen ja siten generaattorin putoamiseen tahdistusta. Riittämätön vaimentava momentti puolestaan johtaa stabiiliuden menettämiseen kasvavien sähkömekaanisten heilahteluiden kautta. Kuva 2.3 esittää tahdistavan ja vaimentavan momentin vaikutusta kulmastabiiliuteen järjestelmään kohdistuneen häiriön jälkeen.



Kuva 2.3: Tahtigeneraattorin jännitteen ja verkon jännitteen välinen kulma ajan funktiona tilanteissa, jotka ovat kulmastabiiliuden kannalta erilaisia: a) generaattorin tahdistava ja vaimentava momentti ovat riittävät, b) riittämätön tahdistava momentti, c) riittämätön vaimentava momentti.

Kuvassa 2.3a sekä tahdistava että vaimentava momentti ovat riittävät. Generaattori pysyy tällöin tahdissa ja kulmaerossa esiintyvät heilahtelut vaimenevat. Tapauksessa 2.3b tahdistava momentti on riittämätön, ja kulmaero lähtee kasvuun järjestelmässä tapahtuneen herätteen jälkeen. Kuvassa 2.3c riittämätön vaimentava momentti johtaa kasvaviin heilahteluihin, vaikka tahdistava momentti onkin riittävä. [10, s. 23–24]

Sähkömekaaniset heilahtelut voidaan luokitella heilahtelussa vuorovaikuttavien järjestelmän osien mukaan. Paikallisissa heilahteluissa yksittäinen generaattori tai pieni ryhmä generaattoreita heilahtelee muuta järjestelmää vasten. Alueiden välinen heilahtelu voi syntyä esimerkiksi tilanteissa, joissa tehoa siirretään heikommasta järjestelmästä vahvempaan. Edellä mainittujen lisäksi voidaan myös erottaa omaksi ryhmäkseen erilaiset säätöjärjestelmistä syntyvät heilahtelut, joissa esimerkiksi huonosti viritetyt generaattoreiden magnetointipiirit, tasasähkösuuntaajat tai loistehon kompensaatit aiheuttavat heilahteluja. [10, s. 25]

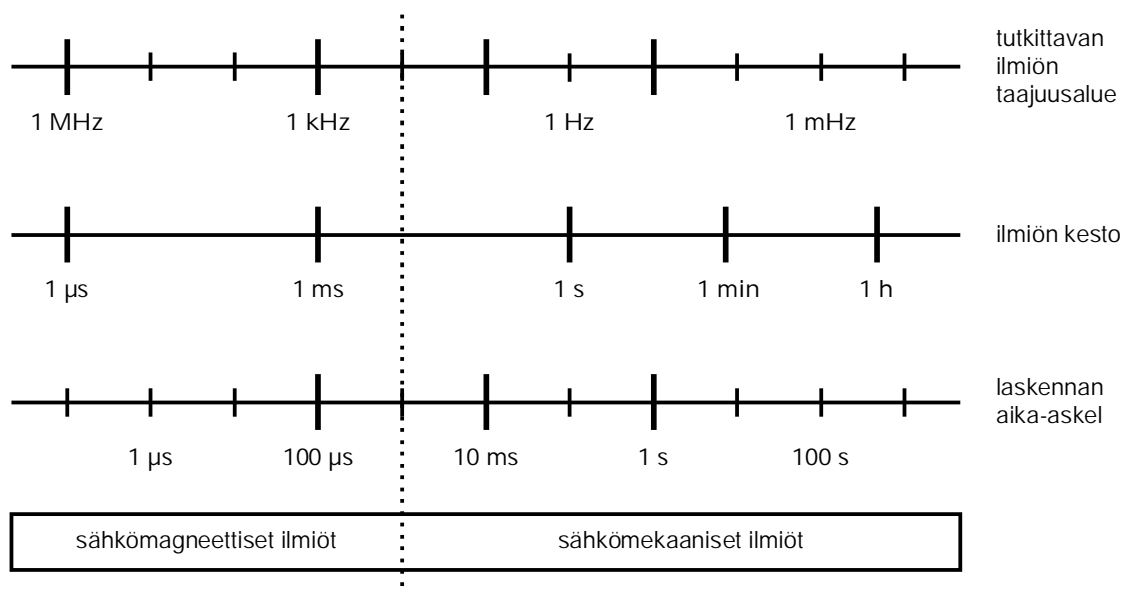
Pohjoismaisessa voimajärjestelmässä alueiden välisiä heilahteluja esiintyy muun muassa tilanteissa, joissa tehoa siirretään Etelä-Suomesta pohjoisen kautta Ruotsin ja Norjan eteläosiin. Etelä-Suomen generaattorit heilahtelevat tällöin Etelä-Ruotsin ja Etelä-Norjan generaattoreita vasten noin 0,3 Hz:n taajuudella, mikä voidaan havaita laajalti useissa verkon suureissa. Heilahtelujen vaimennus muodostuu näissä tilanteissa siirtokykyä rajoittavaksi tekijäksi. [11, s. 243] Lapin ja Pohjois-Norjan 220 kV:n verkossa esiintyy puolestaan korkeampi heilahtelumoodi, jonka taajuus vaihtelee noin 0,6–0,9 Hz.

2.2 Suunnittelulaskenta ja laskentamenetelmät

Voimajärjestelmän suunnittelulaskenta voidaan luokitella esimerkiksi suunnittelun tavoitteiden tai tarkasteltavien ilmiöiden mukaan. Tässä työssä laskenta jaetaan karkeasti pitkän aikavälin suunnittelulaskentaan sekä käytönsuunnitteluun ja häiriönselvitykseen liittyvään laskentaan. Pitkän aikavälin suunnittelussa pääpaino on kokonaisuuden tarkastelussa, sillä yksityiskohtaista tietoa verkkoon tulevaisuudessa liitettävistä laitteista ei välttämättä vielä ole. Tuulivoiman kohdalla voidaan esimerkiksi arvioida tietyn tuulivoimateknologian vaikutusta järjestelmän käyttäytymiseen. Käytönsuunnittelussa ja häiriönselvityksessä tarkastelun painopiste on puolestaan lähempänä nykyhetkeä. Tällöin on tärkeää, että tietyn yksittäisen voimalaitoksen dynaamiset ominaisuudet voidaan kuvata mahdollisimman tarkasti.

Suunnittelun työkaluina käytetään erilaisia laskentaohjelmia, joiden avulla monimutkaista kokonaisuutta on mahdollista mallintaa ja analysoida. Laskennassa käytetyt menetelmät voidaan jakaa karkeasti kahteen ryhmään: jatkuvan tilan ja muutostilojen laskentaan. Jatkuvan tilan malleja käytetään tehonjakolaskennassa ja ne kuvaavat järjestelmän toimintaa tietyssä tasapainotilassa. Tehonjakolaskennan avulla saadaan tietoa esimerkiksi pätö- ja loistehon jakautumisesta, häviöistä sekä jännitteistä ja virroista verkon eri osissa. [13] Tehonjakolaskennan tulokset ovat myös lähtötieto järjestelmän muutosilmiöiden laskennassa eli dynamiikkalaskennassa.

Muutosilmiöiden mallintamisessa on otettava huomioon tarkasteltavan ilmiön kesto, mitä havainnollistaa kuva 2.4. Sähkömagneettiset ilmiöt kuten kulkuaallot ja kytkentätransientit ovat erittäin lyhytkestoisia, mikrosekunneista satoihin mikrosekunteihin. Järjestelmän sähkömekaanisiin ominaisuuksiin perustuvat ilmiöt puolestaan ovat kestoilmiöitä, joiden kesto on millisekunneista minuutteihin.



Kuva 2.4: Voimajärjestelmän muutosilmiöiden sijoittuminen aika- ja taajuustasossa. [12, muokattu]

Yleisenä sääntönä voidaan todeta, että mitä lyhyempiä tarkasteltavien ilmiöiden aikavakiot ovat, sitä lyhyempää aika-askelta laskennassa on käytettävä. Samalla myös laskenta ja tarvittavat mallit muuttuvat monimutkaisemmiksi. [12] Toisaalta sähkömekaanisten muutosilmiöiden tarkastelussa voidaan aikavakioiltaan hyvin nopeat ilmiöt sivuuttaa, mikä nopeuttaa ja yksinkertaistaa laskentaa. Näistä syistä sähkömekaanisten muutosilmiöiden laskentaan käytetäänkin tavallisesti eri laskentamalleja ja ohjelmia kuin sähkömagneettisten muutosilmiöiden laskentaan. [14, s. 547–549]

Sähkömagneettisten ilmiöiden laskentaohjelmissa verkon komponentit mallinnetaan tarkasti differentiaaliyhtälöiden avulla. Ohjelmia käytetään esimerkiksi ylijännitteiden laskentaan ja aliharmonisten ilmiöiden tarkasteluun, ja niiden avulla saadaan yksityiskohtaista tietoa yksittäisten laitteiden toiminnasta. [14, s. 547–549] Tässä työssä tarkasteltavien sähkömekaanisten muutosilmiöiden laskenta sen sijaan perustuu tehollisarvon osoitinten käyttöön. Tehollisarvolaskennan tyypillisiä sovellusalueita ovat erilaiset stabiiliustarkastelut [13, s. 4–5].

Tämän työn laskentatarkasteluissa käytetään Siemens PTI:n PSS/E-verkostolaskentaohjelmiston versiota 33.4. PSS/E:llä voidaan simuloida sekä voimajärjestelmän jatkuvan että muuttuvan tilan ilmiöitä. PSS/E käyttää dynamiikkalaskennassa yksivaiheista sijaiskytkentää ja laskee verkon suureiden myötäkomponentin tehollisarvoilla. Ohjelman kirjastot [4] sisältävät joukon valmiita dynamiikkamalleja verkon eri komponenteille, minkä lisäksi käyttäjä voi myös itse ohjelmoida omia mallejaan.

3 Muuttuvanopeuksiset tuulivoimalaitokset

Tässä luvussa käsitellään tuulivoimalaitosten toiminnan teoreettista taustaa. Aluksi käydään lyhyesti läpi muuttuvanopeuksiin tuulivoimalaitoksiin liittyviä käsitteitä. Tämän jälkeen tarkastellaan muuttuvanopeuksisten tuulivoimalaitosten toimintaa osana voimajärjestelmää.

3.1 Yleistä

Tuulivoimalaitosten toiminta perustuu tuulen liike-energian muuntamiseen turbiinin mekaaniseksi pyörimisenergiaksi ja edelleen sähköenergiaksi. Nopeudella v kohtisuoran pinnan A läpi virtaavalla ilmalla on teho

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v^3, \quad (3.1)$$

missä ρ on ilman tiheys. Kuten yhtälöstä (3.1) huomataan, pienetkin muutokset tuulen nopeudessa saavat aikaan suuren muutoksen tuulen välittämässä energiasa. Tuulen liike-energiasta voidaan Betzin lain mukaan hyödyntää teoriassa noin 59 prosenttia. [14] Käytännössä tuulivoimalaitokset voivat ylittää noin 40 prosentin hyötysuhteeseen [15].

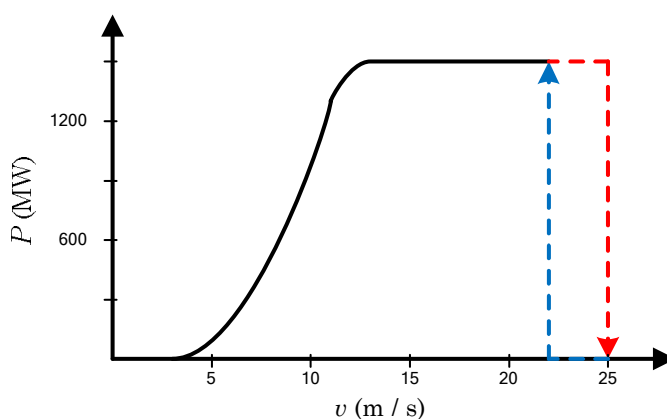
Tehokkuuskerroin¹ C_P (*coefficient of performance*) ilmaisee, kuinka suuren osan tuulen energiasta turbiini kykenee muuntamaan mekaaniseksi pyörimisenergiakseen. Tehokkuuskerroin on tuulen nopeuden epälineaarinen funktio, joka saavuttaa maksiminsa tietyllä kärkinopeussuhteen (*tip-speed ratio*) arvolla λ . Kärkinopeussuhde kuvaa tuulivoimalaitoksen siiven kärjen nopeuden suhdetta tuulen nopeuteen. Tuuliturbiinigeneraattori toimii siten parhaalla hyötysuhteella, mikäli kärkinopeussuhde pidetään lähellä vakioarvoa λ . Tällöin turbiinin pyörimisnopeus ei ole vakio vaan vaihtelee tuulen nopeuden mukaan. [14, 15]

Turbiinin mekaanista tehoa joudutaan käytännössä rajoittamaan kovalla tuulella, jotta turbiinin mitoitus-teho ei ylitä. Mekaanista tehoa voidaan säätää kahdella periaatteeltaan erilaisella tavalla: sakkaussäädöllä tai lapakulmasäädöllä. Sakkaussäätöä käytetään tyypillisesti vakionopeudella toimivissa tuulivoimalaitoksissa ja se perustuu turbiinin lapojen aerodynaamiseen suunnitteluun siten, että mekaaninen teho saavuttaa maksiminsa oletetulla tyypillisellä pyörimisnopeudella. Tuulen nopeuden kasvaessa turbiinin lapojen muotoilu saa aikaan lisääntyvää turbulenssia ja lopulta turbiinin sakkaamisen. Aktiiviseksi sakkaussäädöksi kutsutaan sakkaussäädön muunnelmää, jossa turbiinin lavoissa on myös lapakulman säätömahdollisuus. Muuttuvanopeuksisissa tuulivoimalaitoksissa käytetään mekaanisen tehon säätöön yleensä lapakulmasäätöä. Lapakulmasäädössä turbiinin lapojen kohtaamiskulmaa

¹Usein suomeksi käytetään myös nimitystä tehokerroin. Tässä halutaan kuitenkin sekaannusten välttämiseksi tehdä ero vaihtosähkötekniikassa käytettyyn tehokertoimeen, joka kuvaa pätötehon suhdetta näennäistehoon.

suhteessa tuuleen muutetaan, minkä ansiosta tuulivoimalaitos voi tuottaa mitoitustehonsa laajemmalla tuulennopeusalueella verrattuna vakionopeudella toimiviin tuulivoimalaitoksiin. Lapakulmasäätö auttaa myös vaimentamaan tuulenpuuskista aiheutuvia heilahteluita laitoksen tehossa. [15]

Kuvassa 3.1 on esimerkki muuttuvanopeuksisen tuulivoimalaitoksen tuottamasta tehosta tuulen nopeuden funktiona. Tuulivoimalaitos käynnistyy tuulen nopeuden ylittäessä 3 m/s, ja mitoitusteho saavutetaan nopeudella 12 m/s. Tätä kovemmilla tuulilla tuulivoimalaitoksen mekaaninen teho rajoitetaan vakioarvoon, jotta sähköiset osat eivät ylikuormitu. Kaikkein kovimmilla tuulilla voimalaitos pysäytetään, jotta tuulen aiheuttamat mekaaniset rasitukset eivät vaurioita turbiinia. [14, 16] Pysäytykseen liittyy kuvassa nuolilla esitetty hystereesisilmukka, joka estää tuulivoimalaitoksen toistuvaa pysähtymistä ja käynnistymistä tuulisuuden vaihdellessa lähellä pysäytysnopeutta.



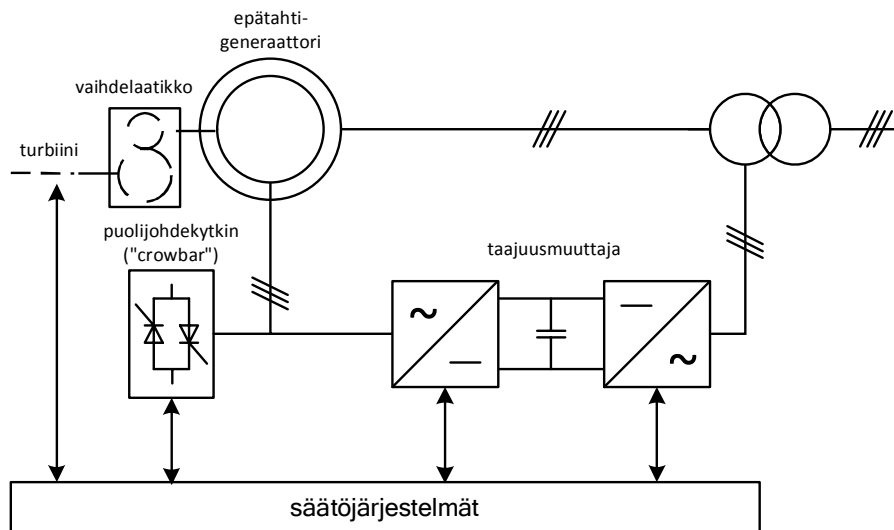
Kuva 3.1: Esimerkki muuttuvanopeuksisen 1,5 MW:n tuulivoimalaitoksen tehokäyrästä tuulen nopeuden suhteen. [14, s. 35, muokattu] Nuolet kuvaavat laitoksen pysähtymistä ja käynnistymistä kovalla tuulella.

3.2 Muuttuvanopeuksisen tuulivoimalaitoksen rakenne

Muuttuvanopeuksiset tuulivoimalaitokset ovat nykyisin uusien tuulivoimalaitosten vallitseva teknologia. Niiden merkittävin etu verrattuna vakionopeudella toimiviin laitoksiin on niiden kyky tuottaa mitoitustehonsa laajalla tuulennopeusalueella ja siten parempi hyötysuhde. Toisaalta muuttuvanopeuksiset tuulivoimalaitokset ovat rakenteeltaan vakionopeuksisia laitoksia monimutkaisempia ja kalliimpia. Muuttuvanopeuksiset tuulivoimalaitokset voidaan toteuttaa joko kaksoissyötetyllä epätahtigeneraattorilla tai täysitehoisen taajuusmuuttajan välityksellä verkkoon kytketyllä tahtigeneraattorilla tai epätahtigeneraattorilla. Täysitehoista taajuusmuuttajaa hyödyntävästä laitoksesta käytetään myös nimitystä täysohjattu tuulivoimalaitos.

Kaksoissyötetyn epätahtigeneraattorin toimintaperiaate on esitetty kuvassa 3.2. Järjestelmä muodostuu epätahtigeneraattorista ja sen roottoriin kytketystä taajuusmuuttajasta, jonka teho on mitoitettu generaattorin mitoitustehoa pienemmäksi.

Sana kaksoissyötetty viittaa siihen, että generaattorin staattorin jännite määräytyy suoraan verkon jännitteestä, mutta roottorin jännite taajuusmuuttajan välityksellä. [14, s. 68–69] Järjestelmään kuuluu tavallisesti myös vaihdelaatikko, jolla turbiinin akselin pyörimisnopeus nostetaan riittävän suureksi generaattoria varten [17, s. 79]. Vianaikaiseen toimintaan liittyy puolijohdekytkin (*"crowbar"*), joka suojaa laitoksen tehoelektroniikkaa jännitehäiriöiden aikana. Puolijohdekytkimen toimintaa on selostettu tarkemmin luvussa 3.3.2.

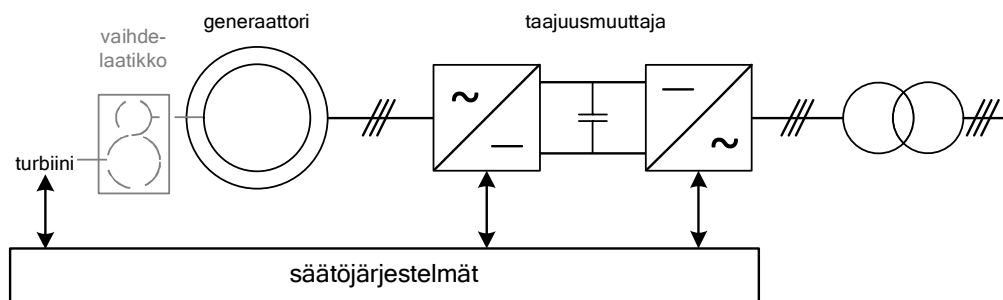


Kuva 3.2: Periaatekuva kaksoissyötettyyn epätahtigeneraattoriin perustuvasta tuulivoimalaitoksesta. [17, muokattu]

Kaksoissyötetyn epätahtigeneraattorin toiminta sekä normaaleissa olosuhteissa että vikatilanteissa määräytyy pitkälti taajuusmuuttajan ominaisuuksista ja ohjauksesta. Taajuusmuuttaja säättää roottorivirran taajuutta, mikä mahdollistaa roottorin mekaanisen taajuuden eli pyörimisnopeuden ja sähköisen taajuuden eriyttämisen toisistaan. Roottorin pyöriessä tahtinopeutta nopeammin pätöteho virtaa roottorista taajuusmuuttajan kautta verkkoon päin. Vastaavasti tahtinopeutta matalammilla nopeuksilla teho virtaa verkosta roottoriin. Tämä mahdollistaa tavallista epätahtigeneraattoria laajemman toiminta-alueen mitoitusteholla tuulen nopeuden vaihdellessa. Toiminta-alueen laajuuteen voidaan vaikuttaa taajuusmuuttajan mitoituksella, mutta taajuusmuuttajan tehon kasvattaminen lisää myös kustannuksia [14, s. 68–69]. Tyypillisesti taajuusmuuttajan mitoitus-teho on noin 30 % generaattorin mitoitus-tehosta [18].

Kuvassa 3.3 on esitetty täysitehoisen taajuusmuuttajan välityksellä verkkoon kytkeytyvä generaattori. Merkittävänä erona edellä esiteltyyn kaksoissyötettyyn epätahtigeneraattoriin on, että generaattorin koko teho siirtyy verkkoon taajuusmuuttajan kautta. Generaattori voi periaatteessa olla tyypiltään joko tahtigeneraattori tai jokin epätahtigeneraattorin muunnos, sillä taajuusmuuttajan vuoksi generaattori ei ole suorassa sähkömekaanisessa yhteydessä verkkoon. Nykyisin generaattorina on usein kestopagnetoitu tahtigeneraattori. [14] Vaihdelaatikko voidaan jättää

rakenteesta pois, mikä vähentää mekaanisia häviöitä sekä melua [16, s. 75].



Kuva 3.3: Periaatekuva täysohjatusta tuulivoimalaitoksesta. [17, muokattu]

Tuulivoimalaitos voi muodostua yhdestä tai useammasta tuuliturbiinigeneraattorista, joiden toimintaa ohjaavat erilaiset säätöjärjestelmät. Säätöjärjestelmät mahdollistavat muuttuvanopeuksisten tuulivoimalaitosten laajan toiminta-alueen mitoitus-
teholla. Toisaalta tästä seuraa, että tuulivoimalaitosten vuorovaikutus voimajärjestelmän kanssa määräytyy lähinnä säätöjärjestelmien ominaisuuksista ja takaisinkytkennöistä voimajärjestelmään. Säätöjärjestelmistä voidaan erottaa yksittäisen tuuliturbiinigeneraattorin ja suuntaajan toimintaa ohjaavat säätöjärjestelmät sekä koko tuulivoimalaitoksen toimintaa ohjaavat säätöjärjestelmät. Yksittäisen generaattorin ja suuntaajan säätöjärjestelmät ohjaavat esimerkiksi liitinjännitettä ja suuntaajan verkkoon syöttämää virtaa. Ylemmällä tasolla toimivat säätöjärjestelmät ohjaavat koko tuulivoimalaitoksen toimintaa, kuten laitoksen pätö- ja loistehoa sekä laitoksen liittymispisteen jännitettä.

3.3 Muuttuvanopeuksisten tuulivoimalaitosten järjestelmätekniset ominaisuudet

3.3.1 Tuulivoimalaitoksen jännitteensäätö

Kaksoissyötetyn epätahtigeneraattorin jännitteensäätö perustuu roottoriin suuntaajan kykyyn ohjata loistehoa säätämällä roottorivirran komponentteja. Tämä mahdollistaa laitoksen pätö- ja loistehon säädön toisistaan riippumatta. Täysohjatun tuulivoimalaitoksen loistehon ohjaus puolestaan perustuu verkkopuolen suuntaajan ohjaukseen. Muuttuvanopeuksiset tuulivoimalaitokset voivat siten osallistua loistehon ja verkon jännitteen säätöön, mitä useiden maiden verkkosäännöt nykyisin edellyttävätkin. [14]

Suuntaajien tehoelektroniikan aikavakiot ovat tavallisesti hyvin pieniä ja mahdollistavat siten hyvinkin nopeat muutokset laitoksen loistehossa. Tuulivoimalaitoksen loistehokapasiteetti ja osallistuminen jännitteensäätöön riippuvat kuitenkin ratkaisevasti suuntaajien ja niiden ohjausalgoritmien toteutuksesta. Suuntaajien sopivalla ohjauksella voidaan myös parantaa tuulivoimalaitoksen kykyä selvittää verkkovioista irtoamatta verkosta. [14]

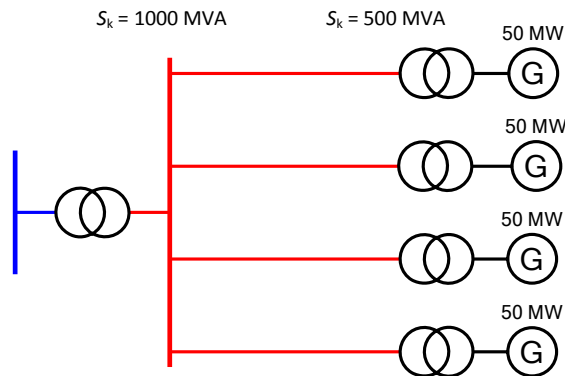
Jännitteensäädön toiminta liittyy läheisesti sähköverkon oikosulkutehoon, sillä verkon oikosulkuteho vaikuttaa jännitteen herkkyyteen loistehon muutoksille. Mitä suurempi verkon oikosulkuteho on eli mitä vahvempi verkko on, sitä suurempi loistehon muutos tarvitaan jännitteen muuttamiseksi. Vastaavasti heikossa verkossa jännite vaihtelee enemmän pienilläkin loistehon muutoksilla. Toisaalta tuulivoimalaitoksen osallistuminen jännitteensäätöön riippuu myös jännitettä säätävästä kapasiteetista eli tuulivoimalaitoksen mitoitustehosta. Jännitteensäädön virityksessä on siksi huomioitava sekä verkon oikosulkuteho että tuulivoimalaitoksen teho. Apuna voidaan käyttää käsitettä oikosulkusuhte (SCR, *short circuit ratio*), joka tässä työssä lasketaan tuulivoimalaitoksen liittymispisteen oikosulkutehon S_k suhteena laitoksen mitoitustehoon P_{\max} :

$$r_{sc} = \frac{S_k}{P_{\max}}. \quad (3.2)$$

Oikosulkutehon laskennassa käytetään tässä työssä tahtigeneraattoreiden reaktansseille muutostilan arvoja. Alkutilan arvojen käyttäminen ei ole tarpeellista, sillä jännitteensäätöön liittyvien ilmiöiden aikavakiot ovat satoja millisekunteja, kun taas tahtigeneraattoreiden alkuoikosulkuvirran vaikutus on merkittävä ainoastaan kymmenien millisekuntien ajan.

Yhtälön (3.2) laskentatapa on samankaltainen kuin tasasähköyhteyksille määritelty oikosulkusuhte, jolla voidaan arvioida verkon vahvuutta suhteessa tasasähköyhteyden tehoon [11, s. 322]. Oikosulkusuhteen laskeminen tuulivoimalaitokselle ei kuitenkaan kaikissa tapauksissa ole täysin yksiselitteistä. Tilanteessa, jossa useita tuulivoimalaitoksia on liitetty samalle sähköasemalle, voidaan oikosulkusuhte perustellusti laskea joko laitoskohtaisesti tai huomioiden koko asemalle liitetty kapasiteetti. Esimerkki tällaisesta liittännästä on esitetty kuvassa 3.4.

Kuvan 3.4 mukaiseen verkkoon kytketylle yksittäiselle tuulivoimalaitokselle oikosulkusuhte on 10 (500 MVA / 50 MW), koska muuntajan yläjännitepuolella verkon oikosulkuteho on 500 MVA. Jos laskennassa sen sijaan huomioidaan koko asemalle liitetty kapasiteetti, oikosulkusuhte on 5 (1000 MVA / 4 · 50 MW). Laskentatavan valinnan vaikutusta jännitteensäädön toimintaan analysoidaan tarkemmin luvun 8.3 laskentatarkasteluissa.



Kuva 3.4: Sähköasemalle säteittäisillä johdoilla liitetyt tuulivoimalaitokset. Oikosulkuteho liitäntäjohdon päässä on 500 MVA ja sähköaseman 110 kV:n kiskossa 1000 MVA.

3.3.2 Tuulivoimalaitoksen toiminta jännitehäiriöissä

Kolmivaiheisen oikosulun aiheuttaman symmetrisen jännitekuopan aikana kaksoissyötetyn epätahtigeneraattorin staattoriin muodostuu tasavirtakomponentin sisältävä virtatransientti, joka välittyy vaihtovirtatransienttina myös roottoriin. Epäsymmetrisessä jännitekuopassa generaattorin jännitteeseen summautuu myös vastakomponentti, joka voi entisestään kasvattaa roottorivirtaa. Roottorivirta saattaa vian aikana näin kasvaa moninkertaiseksi nimellisarvoonsa nähden. Kasvanut roottorivirta puolestaan pyrkii nostamaan suuntaajien välipiirin jännitettä, mikä voi vaurioittaa suuntaajien elektroniikkaa. Generaattori voidaan tällöin irrottaa verkosta vaurioiden estämiseksi, mutta tämä ei ole verkon stabiiliuden kannalta hyväksyttävä ratkaisu. [18]

Yleinen menetelmä suojata tehoelektroniikkaa vikatilanteiden virta- ja jännitetransienteilta irrottamatta generaattoria verkosta on varustaa roottoripiiri puolijohdekytkimellä (*crowbar*), joka vikatilanteessa reagoi kohonneeseen välipiirin jännitteeseen. Kun roottorivirta vian seurauksena ylittää asetetun raja-arvon, roottoripiirin suuntaajan sytytyspulssit lopetetaan, minkä seurauksena suuntaaja alkaa toimia tavallisen diodisillan tavoin. Lähes välittömästi tämän jälkeen puolijohdekytkin oikosulkee roottoripiirin pienen vastuksen kautta. Roottorivirta alkaa tällöin pienentyä ja samalla suuntaajan välipiirin ylimääräinen energia purkautuu verkkopuolen suuntaajan kautta. Kun roottorivirta on laskenut alle asetetun raja-arvon, puolijohdekytkin avataan ja roottoripiirin suuntaaja alkaa jälleen ohjata roottorivirtaa. [17]

Roottoripiirin oikosulkemisen seurauksena kaksoissyötetty epätahtigeneraattori siirtyy toimimaan tavallisen oikosulkugeneraattorin tapaan. Kun puolijohdekytkin avataan ja roottoripiiri palautuu käyttöön, laitos voi jälleen alkaa syöttää verkkoon loistavirtaa ja tukea siten jännitettä vian aikana. Sen sijaan roottoripiirin ollessa oikosuljettuna laitos ottaa verkosta loistehoa, mikä voi hetkellisesti entisestään syventää jännitekuoppaa. Siten verkon kannalta on olennaista, että roottoripiirin suuntaajan ohjaus menetetään mahdollisimman lyhyeksi aikaa. [17]

Kaksoissyötetyn epätahtigeneraattorin vianaikaista toimintaa voidaan parantaa myös suuntaajan välipiirin jarruvastuksen (*DC-link chopper*) avulla. Puolijohdekytkimen tavoin myös jarruvastuksen tarkoituksena on purkaa suuntaajan välipiirin ylimääräistä energiaa ja rajoittaa siten välipiirin jännitteen nousua. Jarruvastuksen etuna kuitenkin on, että roottoripiirin suuntaaja voidaan kytkeä takaisin toimintaan nopeammin kuin puolijohdekytkintä käytettäessä. [17]

Täystehoiseen taajuusmuuttajaan perustuvan tuulivoimalaitoksen toimintaan jännitekuopan aikana liittyy samanlaisia piirteitä kuin kaksoissyötetyllä epätahtigeneraattorillakin: alentunut liitinjännite saa aikaan epätasapainon turbiinin mekaanisen tehon ja verkkoon syötetyn sähköisen tehon välillä, jolloin roottoripiirin ylimääräinen energia pyrkii nostamaan suuntaajan välipiirin jännitettä. Välipiirin suojaamiseksi voidaan käyttää samankaltaisia tekniikoita kuin edellä esitettiin kaksoissyötetyille epätahtigeneraattoreille. Suuntaajien välipiiri voidaan esimerkiksi varustaa vastuk-

sella, jonka kautta ylimääräinen energia vikatilanteessa purkautuu. [17]

Jarruvastuksen käytön lisäksi on esitetty myös muita tekniikoita vianaikaisen toiminnan parantamiseksi. Suuntaajien välipiirin tasoituskondensaattori voidaan esimerkiksi ylimitoitaa siten, että se varastoi vikatilanteissa ylimääräistä energiaa. Toinen lähestymistapa on pyrkiä vähentämään turbiinin mekaanisen ja sähköisen tehon epätasapainoa. Tämä voidaan toteuttaa joko rajoittamalla turbiinin mekaanista tehoa vian aikana lapakulmasäädöllä tai rajoittamalla generaattorin sähköistä tehoa ja momenttia roottoripuolen suuntaajan avulla. [17]

3.3.3 Tuulivoimalaitoksen vaikutus sähkömekaanisiin heilahteluihin

Tuulivoimalaitosten vaikutusta sähkömekaanisten heilahteluiden vaimentumiseen on tutkittu laajasti. Kuten luvussa 3.1 esitettiin, muuttuvanopeuksisen tuulivoimalaitoksen toiminta riippuu ratkaisevasti taajuusmuuttajan ohjauksesta. Tuulivoimalaitosten generaattorit eivät siksi suoraan verkkoon kytkettyjen tahtigeneraattoreiden tavoin osallistu sähkömekaanisiin heilahteluihin. Muuttuvanopeuksisten tuulivoimalaitosten säätöjärjestelmien takaisinkytkennät ja keskinäinen vuorovaikutus voivat kuitenkin vaikuttaa vaimennukseen, vaikka laitosten generaattorit eivät taajuusmuuttajan vuoksi osallistuisikaan heilahteluihin sähkömekaanisen yhteyden välityksellä.

Tuulivoimalaitosten vaikutus sähkömekaanisiin heilahteluihin voi perustua yksittäisten tuulivoimalaitosten vuorovaikutukseen keskenään tai läheisten tahtigeneraattoreiden kanssa. Fan et al. [19] ja Muljadi et al. [20] ovat esittäneet, että kaksoissyötetyllä epätahtigeneraattorilla varustetut tuulivoimalaitokset voivat parantaa heilahtelujen vaimennusta. Parantunut vaimennus perustuu epätahtigeneraattorin jättämätehosta syntyvään mekaaniseen vaimennukseen ja toisaalta siihen, että tuulivoimalaitoksen tehoelektroniikkaan perustuvan säädön aikavakiot ovat huomattavasti pienempiä kuin tahtikoneiden magnetointipiirien aikavakiot [19].

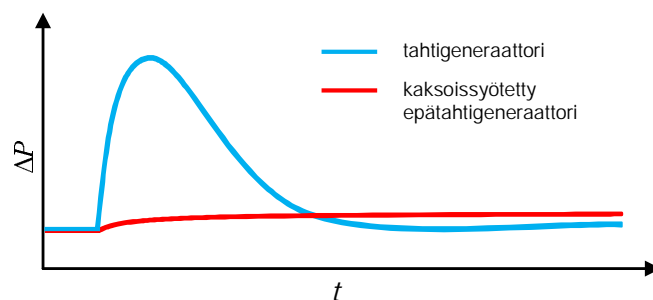
Muuttuvanopeuksisten tuulivoimalaitosten vaste järjestelmän heilahteluihin riippuu kuitenkin ratkaisevasti niiden säätöjärjestelmien asettelusta. Esimerkiksi laitosten jännitteensäädön asettelu voi johtaa hyvinkin erilaisiin tuloksiin erilaisilla parametrialinnoilla. Tuulivoimalaitosten säätöjärjestelmillä voi siksi olla joko vaimennusta parantava tai heikentävä vaikutus jännitteensäädön parametreista sekä järjestelmän toimintapisteestä riippuen. [1–3]

3.3.4 Tuulivoimalaitoksen pätötehon säätö ja toiminta taajuushäiriön aikana

Tavanomaisten suoraan verkkoon kytkettyjen tahtigeneraattoreiden pätötehon säätö perustuu voimakoneen mekaanisen tehon säätämiseen. Tuulivoimalaitoksen verkkoon syöttämä pätöteho sen sijaan seuraa turbiinin mekaanista tehoa, joka puolestaan on kytköksissä tuulen nopeuteen. Jotta tuulivoimalaitos voisi pysyvästi lisätä pätötehoaan, vaikka tuuliolosuhteet eivät muutu, on osa laitoksen kapasiteetista varattava tätä tarkoitusta varten.

Muuttuvanopeuksisten tuulivoimalaitosten toiminta myös taajuushäiriön aikana eroaa suoraan verkkoon kytkettyjen tahtigeneraattoreiden toiminnasta. Taajuusmuuttajan kautta verkkoon kytketyistä tuulivoimalaitoksista puuttuu sähkömekaaninen yhteys turbiinigeneraattorin liike-energian ja järjestelmän välillä, sillä taajuusmuuttaja poistaa generaattorin pyörimisnopeuden ja verkon taajuuden välisen sähkömekaanisen yhteyden. Tämän vuoksi turbiinin pyörimisnopeus ei luonnostaan muutu verkon taajuuden laskiessa eikä pyörivästä massasta siirry energiaa järjestelmään kuten tahtigeneraattoreiden tapauksessa. Muuttuvanopeuksiset tuulivoimalaitokset eivät siksi sellaisenaan lisää järjestelmän kokonaishitausmassaa, mikä vaikuttaa järjestelmän taajuuden tukeen häiriötilanteissa. [21, 22]

Kuvassa 3.5 on esitetty periaatekuva tahtigeneraattorin ja muuttuvanopeuksisen tuuliturbiinigeneraattorin vasteista järjestelmän taajuuden askelmaiseen alenemiseen. Kun järjestelmän taajuus äkillisesti pienenee, tahtigeneraattorin kulma kasvaa, minkä seurauksena myös sen sähköinen teho kasvaa hetkellisesti luvussa 2.1 kuvatun tehokulmayhtälön mukaisesti. Tämän seurauksena tahtigeneraattorin pyörimisnopeus hidastuu ja generaattori-turbiiniyhdistelmän pyörivä massa luovuttaa energiaa järjestelmään, kunnes pyörimisnopeus vastaa jälleen järjestelmän taajuutta. Kaksoissyötetyn epätahtigeneraattorin tehossa ei sen sijaan tapahdu merkittävää muutosta.



Kuva 3.5: Periaatekuva tahtigeneraattorin ja kaksoissyötetyn epätahtigeneraattorin pätötehon muutoksesta, kun järjestelmän taajuus alenee. [23, muokattu]

Tutkimuksissa [21, 22] on kuitenkin esitetty muuttuvanopeuksisille tuulivoimalaitoksille soveltuvia menetelmiä edellä kuvatun hitausmassan jäljittämiseksi. Eräs tällainen menetelmä on säätö, joka reagoi taajuuden muutokseen ja muutosnopeuteen ja lisää pätötehon syöttöä verkkoon. Pätötehon lisäämiseen tarvittava energia voi perustua joko turbiinin hidastumiseen tai siihen, että osa saatavilla olevasta tehosta varataan kaikissa olosuhteissa tähän tarkoitukseen. Vaste järjestelmän taajuuden muutoksiin on näin mahdollista saada tavanomaisen tahtigeneraattorin kaltaiseksi tuulen nopeuden sallimissa rajoissa [21].

3.4 Tuulivoimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset Suomessa

Tässä luvussa käydään läpi tämän työn kannalta keskeisimpiä Suomessa tuulivoimalaitoksille asetettuja järjestelmäteknisiä vaatimuksia. Erityisesti käsitellään tuulivoimalaitosten loistehokapasiteettiin, jännitteen- ja loistehonsäädön ominaisuuksiin sekä vianaikaiseen toimintaan liittyviä vaatimuksia. Esitetyt tiedot perustuvat luonnokseen Fingridin dokumentista Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV) 2013 [24], jota Energiamarkkinavirasto ei vielä työn kirjoitushetkellä ole vahvistanut. Tuulivoimalaitosmalleihin ja mallien todentamiseen liittyviä vaatimuksia esitellään luvussa 4.4.

3.4.1 Yleistä

Vaatimukset annetaan suhteessa niin kutsuttuun vaatimusten referenssipisteeseen. Voimalaitos on suunniteltava siten, että se täyttää vaatimukset tässä pisteessä. Lisäksi vaatimukset porrastetaan tuulivoimalaitoksen teholuokan mukaan siten, että pienemmille laitoksille vaatimukset ovat kevyemmät. Teholuokat määritellään seuraavasti:

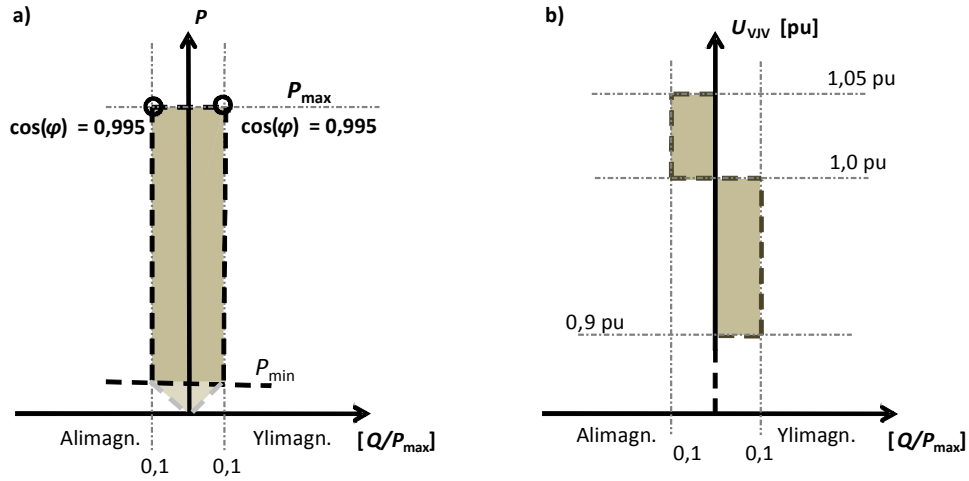
- teholuokka 1: voimalaitoksen mitoitusteho vähintään 0,5 MW mutta alle 10 MW,
- teholuokka 2: voimalaitoksen mitoitusteho vähintään 10 MW mutta alle 25 MW,
- teholuokka 3: voimalaitoksen mitoitusteho vähintään 25 MW mutta alle 100 MW ja
- teholuokka 4: voimalaitoksen mitoitusteho vähintään 100 MW. Tietyissä erityistapauksissa teholuokkaan 4 kuuluvat myös mitoitusteholtaan tätä pienemmät voimalaitokset. [24]

3.4.2 Tuulivoimalaitoksen loistehokapasiteetti

Teholuokan 2 tuulivoimalaitosten tulee pystyä tuottamaan ja kuluttamaan loistehoa minimi- ja mitoitustehonsa rajaamalla toiminta-alueella se määrä, jonka voimalaitos tuottaa toimiessaan mitoitustehollaan yli- tai alimagnetoituna tehokertoimella 0,995. Referenssipisteessä mitatun loistehon Q suhteessa mitoitustehoon P_{\max} tulee siis olla:

- $0-0,1 [Q / P_{\max}]$ ylimagnetoituna, kun referenssipisteen jännite on 0,90–1,00 pu ja
- $0-0,1 [Q / P_{\max}]$ alimagnetoituna, kun referenssipisteen jännite on 1,00–1,05 pu.

Voimalaitokselta ei kuitenkaan vaadita loistehontuotantoa minimitehoa pienemmällä teholla. Vaatimusta havainnollistaa kuva 3.6. [24]

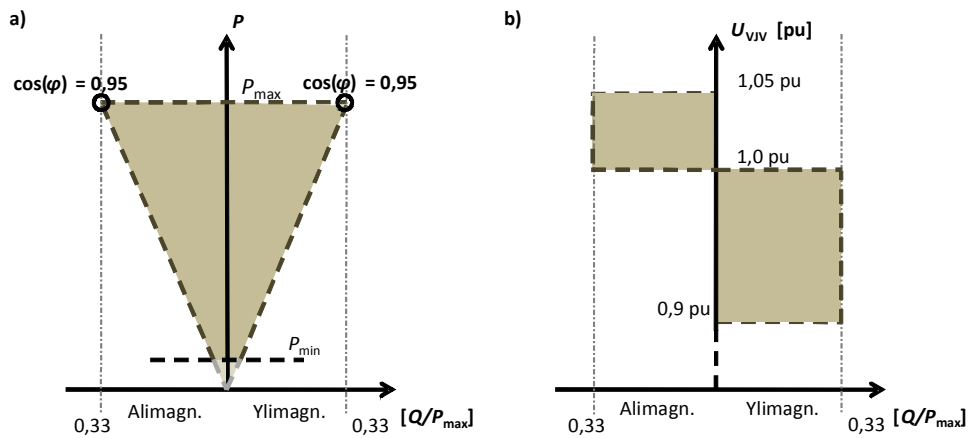


Kuva 3.6: Teholuokan 2 tuulivoimalaitoksilta vaadittava loistehokapasiteetti pätötehon (a) ja referenssipisteen jännitteen funktiona (b). [24]

Teholuokkien 3 ja 4 laitoksilta edellytetään referenssipisteessä vastaavasti loistehoa

- $0-0,33 [Q / P_{\max}]$ ylimagnetoituna, kun referenssipisteen jännite on $0,90-1,00$ pu ja
- $0-0,33 [Q / P_{\max}]$ alimagnetoituna, kun referenssipisteen jännite on $1,00-1,05$ pu.

Vaatimusta vastaava toiminta-alue on esitetty kuvassa 3.7. [24]



Kuva 3.7: Teholuokkien 3 ja 4 tuulivoimalaitoksilta vaadittava loistehokapasiteetti pätötehon (a) ja referenssipisteen jännitteen funktiona (b). [24]

3.4.3 Tuulivoimalaitoksen jännitteensäätö

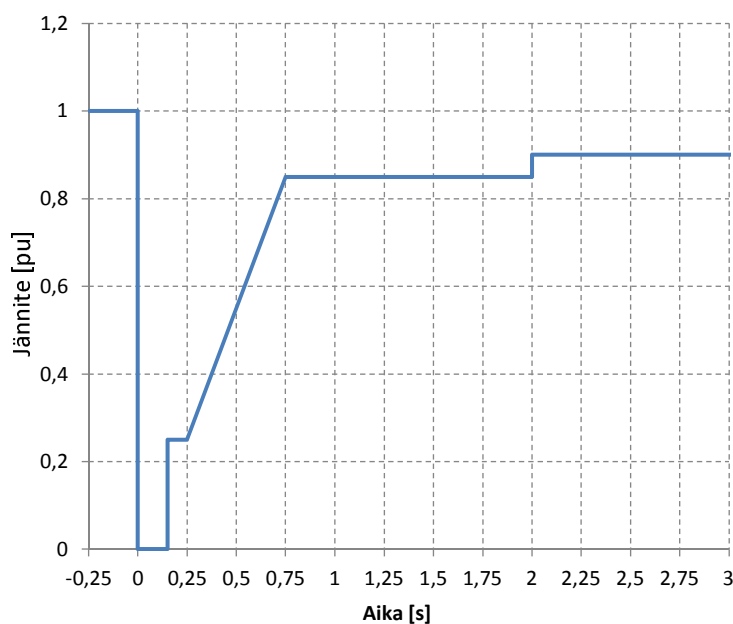
Teholuokan 1 tuulivoimalaitoksille jännitteensäädön vaatimukset asettaa liittymispisteen verkonhaltija. Teholuokkien 2, 3 ja 4 tuulivoimalaitosten jännitteensäädön tulee kyetä toimimaan vakioleistehosäädöllä, vakiotehokerroinsäädöllä ja vakiojännitesäädöllä. Kun referenssipisteen jännitteessä tapahtuu alle $0,05$ pu:n askelmainen muutos, vakiojännitesäädön vasteen muutokseen tulee täyttää seuraavat kriteerit:

1. Vasteen nousuajan 0–90 % mitatusta loistehon kokonaismuutoksesta tulee olla korkeintaan yksi sekunti.
2. Vasteessa todettava ylitys saa olla korkeintaan 15 % mitatusta loistehon kokonaismuutoksesta.
3. Vasteen tulee asettua tavoitetasolleen kolmen sekunnin kuluessa askelmaisesta herätteestä. [24]

Edellisten vaatimusten lisäksi teholuokan 4 tuulivoimalaitosten jännitteen- ja loistehonsäädön virityksessä tulee huomioida säädön mahdollinen vaikutus voimajärjestelmän dynamiikkaan, erityisesti sähkömekaanisiin heilahteluihin. [24]

3.4.4 Tuulivoimalaitoksen toiminta jännitehäiriössä

Teholuokan 1, 2 ja 3 suuntaajakytketyt voimalaitokset omakäyttöineen on suunniteltava siten, että ne kestävät kuvan 3.8 mukaisen häiriön referenssipisteen jännitteessä irtoamatta verkosta. Lisäksi laitoksen on kestettävä irtoamatta häiriötä mahdollisesti seuraavat laitoskohtaiset tai järjestelmätasoiset sähkömekaaniset heilahtelut ja niistä aiheutuvat jännitteen amplitudin ja vaihekulman vaihtelut. Teholuokkien 2 ja 3 voimalaitosten tulee palauttaa häiriötä edeltänyt tehotaso sekunnin kuluessa häiriön jälkeen. Teholuokan 4 laitosille vaatimus on muodoltaan kuvaa 3.8 vastaava, mutta jännite on 0 pu 250 millisekunnin ajan. [24]



Kuva 3.8: Referenssipisteen jännite lyhytkestoisessa jännitehäiriössä, jonka aikana ja jälkeen teholuokkien 1, 2 ja 3 voimalaitosten on jatkettava toimintaansa normaalisti. Jännite on 0 pu 150 millisekunnin ajan. [24]

4 Tuulivoimalaitosten dynamiikan mallintaminen verkostolaskennassa

Tässä luvussa tarkastellaan muuttuvanopeuksisten tuulivoimalaitosten dynamiikan mallintamisen yleisiä periaatteita. Tämän jälkeen luodaan katsaus muutamien maiden asettamiin vaatimuksiin tuulivoimalaitosten dynamiikkamalleille.

4.1 Tuulivoimalaitosmallin rakenne

Tuulivoimalaitosten dynamiikkalaskentamallit voidaan jakaa käyttötarkoituksen mukaan seuraaviin kahteen ryhmään:

- yksivaiheiseen sijaistykenttään perustuvat, sähkömekaanisten muutosilmiöiden laskentaan soveltuvat dynamiikkamallit, jotka laskevat myötäjärjestelmän tehollisuurreilla,
- yksityiskohtaiset sähkömagneettisten muutosilmiöiden laskentaan soveltuvat kolmivaiheiset mallit. [13]

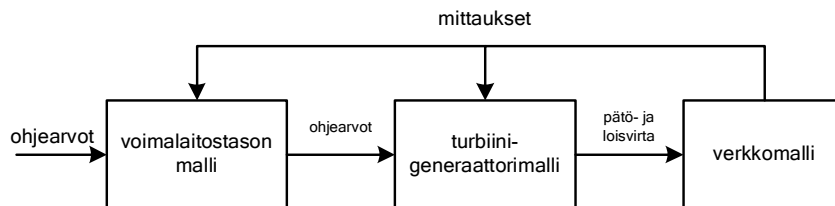
Tässä työssä tarkasteltava tuulivoimalaitosmalli on myötäjärjestelmän tehollisarvolaskentaan perustuva malli. Tällaisten mallien avulla voidaan tarkastella voimajärjestelmän stabiiliutta järjestelmän muutostilanteissa ja joitakin kymmeniä sekunteja niiden jälkeen. Koska mallit on tavallisesti suunniteltu ainoastaan myötäjärjestelmän tehollisarvolaskentaan, ne eivät sovellu epäsymmetristen tilanteiden tarkasteluun. Lisäksi mallit on yleensä suunniteltu toimimaan melko kapealla taajuusalueella. [13] Lyhytkestoisten ilmiöiden yhteydessä tuulivoimalaitosten mallinnuksessa oletetaan myös tyypillisesti, että tuulen nopeus on vakio tarkasteltavalla aikavälillä [15].

Tuulivoimalaitosten mallintamisen lähtökohtana on tieto siitä, mitkä tekijät vaikuttavat laitoksen dynaamisiin ominaisuuksiin. Yksittäiselle tuuliturbiinigeneraattorille näitä tekijöitä ovat

- turbiinin aerodynamiikka,
- turbiinin mekaanisen tehon säätötapa,
- akselin dynamiikka,
- generaattorin sähkömekaaniset ominaisuudet,
- mahdolliset suuntaajapiirit ja niiden ohjaus sekä
- suojaustoiminnot ja mittalaitteet. [15]

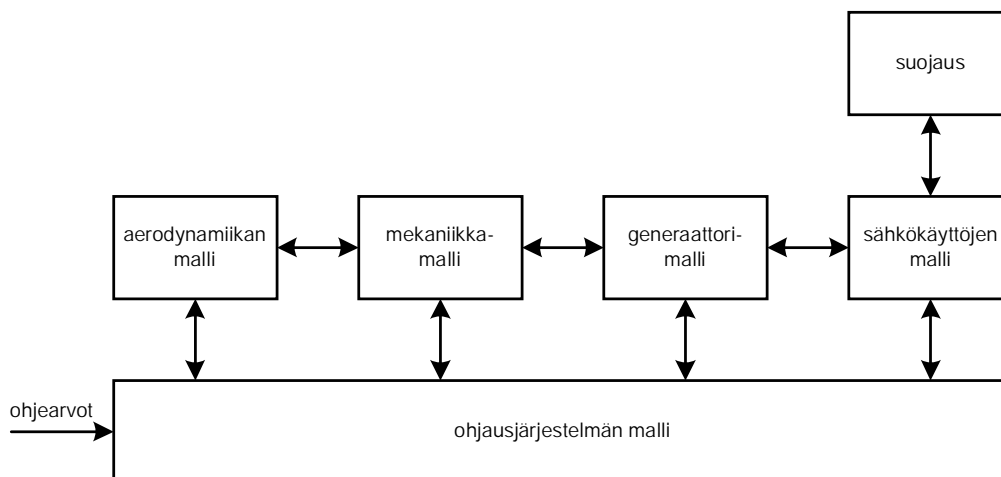
Yksittäisen generaattorin ja suuntaajan ominaisuuksien lisäksi tuulivoimalaitosmalliin kuuluu tavallisesti ylemmän tason eli voimalaitostason toimintoja mallintava osa. Laitostason mallilla kuvataan laitostasolla toimivia jännitteen, loistehon ja pätötehon säätöjärjestelmiä sekä niiden takaisinkytkentöjä voimajärjestelmän suureista.

Turbiinigeneraattorin ja laitostason mallin välistä periaatteellista jakoa havainnollistaa kuva 4.1. [8]



Kuva 4.1: Periaatteellinen kuva tuulivoimalaitoksen mallista, joka muodostuu yksittäisen turbiinigeneraattorin ja suuntaajan ominaisuuksia mallintavasta osasta sekä voimalaitostason säätöjärjestelmiä mallintavasta osasta.

Kuvassa 4.2 on esitetty periaatteellisella tasolla tuuliturbiinigeneraattorin mallin keskeiset osat sekä niiden keskinäinen vuorovaikutus. Aerodynamiikkaa, turbiinin ohjausta ja suojausjärjestelmää mallintavat osat ovat rakenteeltaan hyvin samankaltaisia riippumatta tuulivoimalaitoksen tyypistä. Muuttuvanopeuksisen tuuliturbiinigeneraattorin mekaaninen teho määräytyy turbiinin pyörimisnopeudesta, jota lapakulmasäätö ohjaa. [15]

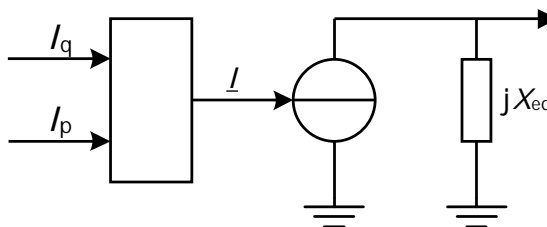


Kuva 4.2: IEC:n standardin 61400-27-1 luonnoksessa [25] esitetty tuuliturbiinigeneraattorin dynamiikkamallin yleinen rakenne Margarisin et al. [26] mukaan.

Akseli mallinnetaan usein niin kutsuttuna kaksimassajärjestelmänä, jonka toinen osa kuvaa turbiinin massaa lapoineen ja toinen generaattorin roottorin massaa. Akselin malli ei siten ole jäykkä, vaan massat muodostavat akselin kiertosuunnassa värähtelevän järjestelmän. Tällä on merkitystä erityisesti silloin, kun tuulivoimalaitos liitetään heikkoon verkkoon, sillä generaattorin nopeuden vaihtelut voivat tällöin näkyä verkon jännitteen heilahteluina. Poikkeuksen tähän muodostavat täysitehoisen taajuusmuuttajan kautta verkkoon liitetty tuulivoimalaitokset, joissa generaattorin sähkömekaaniset ominaisuudet eivät suoraan näy verkkoon päin taajuusmuuttajan

vuoksi. Tästä syystä akselin värähtelyiden mallintamisella on vähemmän merkitystä täysitehoista taaajuusmuuttajaa hyödyntävän tuulivoimalaitoksen tapauksessa. [15]

Generaattorin ja suuntaajapiirin mallinnustapa riippuu tuulivoimalaitoksen teknologiasta. Muuttuvanopeuksisen tuulivoimalaitoksen generaattorin ja sähköverkon välinen vuorovaikutus määräytyy pitkälti erilaisten säätöjärjestelmien ominaisuuksista. Tämän vuoksi generaattori-suuntaajamalli voidaan yksinkertaistaa siten, että se ei sisällä lainkaan generaattorin mekaniikan eikä magneettivuon dynamiikan kuvausta. Yksinkertaisimmillaan generaattori-suuntaajayhdistelmä mallinnetaan tällöin kuvan 4.3 esittämänä ohjattuna virtalähteenä, joka laskee verkkoon syötettävän virran säätöjärjestelmältä saatujen pätö- ja loisvirtaohjeiden perusteella. Tämä mallinnustapa tarjoaa yksinkertaistuksen suuntaajan nopeasta vasteesta säätöjärjestelmän ohjauksiin. [27] Toisaalta yksinkertaistus johtaa siihen, että esimerkiksi lähivioissa malli pysyy kiinni verkossa, ellei suojaustoiminto tai jokin muu logiikka kytke mallia irti.



Kuva 4.3: Tuulivoimalaitoksen verkkosuuntaajan mallintaminen ohjattuna virtalähteenä, jonka reaktanssi on X_{eq} . Pätö- ja loisvirtaohjeet I_p ja I_q rajoitetaan ja muunnetaan verkkomallin koordinaatistoon ennen virtalähdettä. [27]

4.2 Yleiset laskentamallit

Yleisten laskentamallien tarkoituksena on tarjota yksinkertainen mutta kattava malli, joka kuvaa riittävällä tarkkuudella tuulivoimalaitosten keskeiset dynaamiset ominaisuudet, kuten jännitteensäädön ja toiminnan verkkovioissa. Tavoitteena on, että eri valmistajien laitoksia voidaan yleisellä mallilla kuvata muuttamalla ainoastaan mallin parametreja, joita ovat esimerkiksi säädinten vahvistukset, aikavakiot ja rajoittimet. [15]

Yleiset laskentamallit ovat tavallisesti niin kutsuttuja vastemalleja, joiden toteutuksessa on tehty merkittäviä yksinkertaistuksia. Siten yleisen mallin sisäinen rakenne ei välttämättä kaikilta osin vastaa laitoksen todellisia fysikaalisia rakenteita tai toimintoja, vaikka sen vaste olisikin tietyssä tilanteessa yhtenevä mallinnettavan tuulivoimalaitoksen vasteen kanssa. Yleisten mallien käytössä on siksi olennaista tuntea tilanteet, joissa mallit toimivat luotettavasti ja toisaalta periaatteet, joilla yleinen malli voidaan asettaa toimimaan halutulla tavalla.

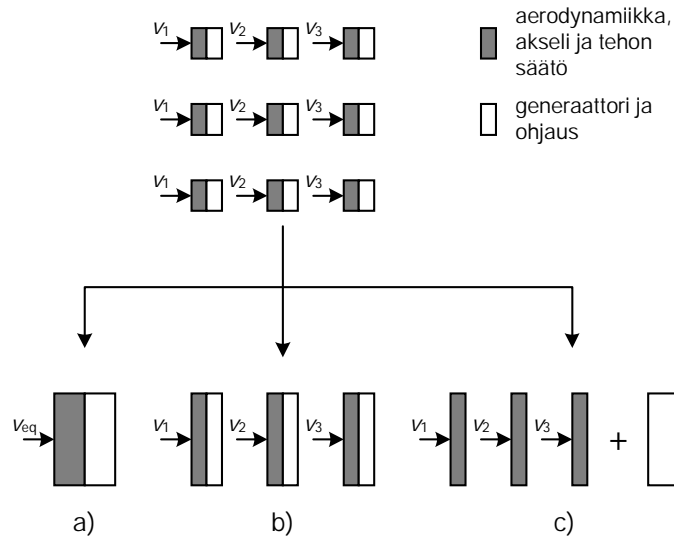
Koska yleisten mallien rakenteessa on tehty yksinkertaistuksia suhteessa todellisten tuulivoimalaitosten toimintaan, ne eivät välttämättä sovellu kovin hyvin yksityiskohtaisiin tarkasteluihin. Esimerkiksi yksittäisen laitoksen vianaikaisen toiminnan

tarkempi arviointi edellyttää käytännössä yksityiskohtaisempaa valmistajakohtaista mallia, vaikka yleinen malli pääpiirteissään kuvaisikin oikein laitoksen vasteen tavallisimpiin sähköverkon ilmiöihin. [15]

4.3 Mallien aggregointi

Yksittäinen tuulivoimalaitos voi sisältää kymmeniä pienitehoisia ja ominaisuuksiltaan samanlaisia generaattoreita, joita ei ole yleensä tarkoituksenmukaista mallintaa erikseen. Yhdistelemällä malleja suuremmiksi kokonaisuuksiksi saadaan laskentaa yksinkertaistettua ja nopeutettua. Mallien yhdistelemistä niiden lukumäärän vähentämiseksi kutsutaan aggregoinniksi. [17] Aggregoidulla mallilla ei voida tarkastella tuulivoimalaitoksen paikallisen verkon vikoja [27], mutta tämä ei järjestelmäsuunnittelun näkökulmasta ole tyypillisesti olennaista.

Aggregointi voidaan toteuttaa eri tavoin, joista tässä on esitelty kolme tyypillistä tapaa. Yleinen tapa on kuvata tuulivoimalaitoksen generaattorit yhtenä ekvivalenttgeneraattorina, jonka teho ja mitoitusarvot vastaavat koko laitoksen generaattoreiden yhteenlaskettuja arvoja. Toinen tapa aggregoida malleja on ryhmitellä samoissa olosuhteissa toimivat mallit yhdeksi ekvivalenttimalliksi, jonka teho vastaa ryhmän yhteenlaskettua tehoa. Tällöin oletetaan, että ryhmittelyn perusteissa ei tapahdu muutoksia simuloinnissa tarkasteltavan ajanjakson aikana. Kolmas aggregointimenetelmä on kahden edellä mainitun välimuoto, jossa malleja ryhmitellään olosuhteiden mukaan, mutta mallin sähköinen osa esitetään yhteisenä koko tuulivoimalaitokselle. [17] Eri aggregointimenetelmät on esitetty kuvassa 4.4. Tässä työssä tarkasteltua tuulivoimalaitosmallia käytetään ensimmäiseksi mainitun yksinkertaisimman aggregointitavan mukaan.



Kuva 4.4: Tuulivoimalaitosmallien aggregointimenetelmät. [17] Merkinnot v_1 , v_2 ja v_3 kuvaavat erilaisia tuuliolosuhteita, joissa laitokset toimivat.

4.4 Tuulivoimalaitosten laskentamalleille asetettavien vaatimusten vertailu

Tässä alaluvussa tarkastellaan muutamissa maissa käytössä olevia vaatimuksia tuulivoimalaitosten laskentamalleille. Fingridin mallinnusvaatimusten lisäksi tarkasteltavina ovat eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestön ENTSO-E:n (European Network of Transmission System Operators for Electricity), Ison-Britannian kantaverkkoyhtiö National Gridin, Kanadassa ja Yhdysvaltojen koillisosissa toimivan Hydro-Québec (HQ) TransÉnergien verkkosäännöt sekä saksalaisen uusiutuvien energiamuotojen edistämisyhdistyksen FGW:n (Fördergesellschaft Windenergien und andere Erneuerbare Energien) tekninen ohjeistus.

4.4.1 Yleiset vaatimukset malleille

ENTSO-E:n generaattorisäännöissä [28] ei aseteta kovin yksityiskohtaisia vaatimuksia malleille, vaan tilaa on jätetty maakohtaisille käytännöille. Säännöissä todetaan, että kunkin maan kantaverkkoyhtiöllä ja asianosaisella verkonhaltijalla on oikeus vaatia tuulivoimatuottajalta mallia, joka kuvaa voimalaitoksen jatkuvan tilan ja dynaamiset ominaisuudet. Vaatimuksessa tulee lisäksi määritellä mallien esitystapa sekä niihin liittyvä dokumentaatio.

Fingridin edellyttämä tuulivoimalaitosmalli voi olla joko määrätylle laskentaohjelmalle soveltuva malli tai yksityiskohtainen lohkokaaviotason kuvaus. Yleiset vaatimukset malleille noudattelevat samaa linjaa myös National Gridin, HQ TransÉnergien ja FGW:n ohjeissa. Mallien edellytetään kuvaavan laitoksen keskeiset dynaamiset ominaisuudet lukuun ottamatta sähkömagneettisten transienttien laskentaa, jota varten saatetaan vaatia tietyissä tilanteissa erillistä mallia. National Gridin ohjeissa on ilmeisesti ennakoitu myös muiden uusiutuvien energiamuotojen lisääntymistä, sillä vaatimukset on annettu laajemmin yksilöimättä niitä ainoastaan tuulivoimalaitosmalleja koskeviksi.

Fingridin, HQ TransÉnergien ja FGW:n vaatimusten mukaan laskentamallin tulee olla aggregoitavissa yhdeksi ekvivalenttigeneraattoriksi, mutta National Gridin verkkosäännöissä aggregointiin ei suoraan oteta kantaa. Useimpien maiden ohjeissa ei myöskään esitetä kovin yksityiskohtaisia vaatimuksia mallien toteutustavasta tai ohjelmistoaalustasta. Fingridin vaatimuksissa kuitenkin todetaan, että malli tulee toimittaa Fingridin määrittelemälle alustalle. HQ TransÉnergien vaatimuksissa mainitaan erikseen, että mallin tulee olla PSS/E-yhteensopiva. Lisäksi HQ TransÉnergie edellyttää, että mallilla laskettaessa voidaan käyttää 4 millisekunnin aika-askelta. Vastaavia yksityiskohtia ei muiden maiden vaatimuksissa esiinny.

FGW:n mallinnusvaatimuksissa [12, s. 60] kiinnitetään huomiota yleisellä tasolla myös laskentaohjelmiin ja mallien toteutustapaan. Vaatimuksissa korostetaan mallien yleiskäyttöisyyttä ja toiminnan riippumattomuutta käytetystä laskentaohjelmasta. Mallien toteutukselle ja laskentaohjelmille esitetään seuraavia kriteereitä:

- Malli on kuvattava (jatkuvien) fysikaalisten yhtälöiden ja lohkokaavioiden

joukkona, joka on mahdollista toteuttaa eri laskentaohjelmistoille ja alustoille.

- Mallin tulosten tulee olla yhteneviä käytettäessä laskennassa eri aika-askeleita määrättyllä vaihteluvälillä.
- Mallilla saadut tulokset eivät saa vaihdella eri laskentaohjelmien välillä.

4.4.2 Toiminnalliset vaatimukset malleille

Tuulivoimalaitosmallien toiminnallisia vaatimuksia kuvataan usein toteamuksella, jonka mukaan mallin tulee kyetä toistamaan tuulivoimalaitoksen toiminnan ominaispiirteet riittävällä tarkkuudella. Malleilta vaadittavat ominaisuudet ovatkin siksi sidoksissa tuulivoimalaitosten verkkoliitännän ehtona oleviin vaatimuksiin esimerkiksi jännitteensäädön osalta. Tässä ei siten syvennytä yksityiskohtaisesti eri maiden asettamiin vaatimuksiin mallien toiminnalle.

Käytännössä vaatimuksissa edellytetään, että mallilla on voitava kuvata todellisten laitosten toimintatapoja ja toimintatiloja. Loistehonsäädön osalta tämä tarkoittaa, että malli on voitava asettaa toimimaan vakiotehokerroinsäädöllä, vakioleistehosäädöllä ja vakiojännitesäädöllä. Jännitteensäädön lisäksi tuulivoimalaitosmallin keskeisiä ominaisuuksia ovat loisvirran syöttö jännitehäiriön aikana, tehon palautuminen häiriön jälkeen sekä loistehokapasiteetti. Lisäksi edellytetään, että mallit toimivat myös taajuuden muuttuessa ja että mahdollinen hitausmassan vaste taajuuden muutokseen on kuvattu mallissa. Erityisesti Fingridin vaatimuksissa tuodaan esille myös mallien todenmukainen vaste sähkömekaanisiin heilahteluihin, sillä ilmiö on pohjoismaisessa voimajärjestelmässä merkittävä ja siirtokykyä rajoittava tekijä.

4.4.3 Laskentamallien toiminnan todentaminen

ENTSO-E:n generaattorisäätöjen [28] mukaan tuulivoimalaitosmallit todennetaan vertaamalla niitä vaatimustenmukaisuuskokeiden tuloksiin. Kokeiden vaatimukset on porrastettu tuulivoimalaitoksen koon mukaan, ja lisäksi merituulivoimalaitoksille on asetettu lisävaatimuksia. Väljimmillään kokeissa edellytetään, että laitos kykenee jatkuvasti säätämään pätötehoaan ja osallistumaan siten taajuudensäätöön järjestelmän taajuuden kasvaessa. Lisäksi on todennettava laitoksen jatkuvan tilan toiminnan parametrit, kuten säädön statiikka (*droop*) ja kuollut alue (*deadband*) sekä dynamiikkaa kuvaava askelvaste.

Myös Fingridin vaatimukset tuulivoimalaitosmallien todentamiselle on porrastettu tuulivoimalaitoksen kokoluokan mukaan. Pienimpien laitosten malleista todenneetaan jännitteensäädön nouseva ja laskeva askelvaste sekä toiminta lähiviassa, joskin jälkimmäinen on mahdollista osoittaa myös laskentatarkasteluilla. Yli 25 MW:n laitoksilta todennetaan lisäksi jännitteensäädön statiikka sekä loistehokapasiteetti ja kapasiteettiin liittyvien rajoittimien toiminta.

National Gridin todentamisvaatimukset seurailevat myös yleiseurooppalaisia käytäntöjä. Sen sijaan Hydro-Québec TransÉnergien todentamisvaatimukset jaotellaan

yksittäiselle tuuliturbiinigeneraattorille ja useamman generaattorin muodostamalle tuulivoimalaitokselle tehtäviin kokeisiin. Yksittäiseltä generaattorilta todennetaan

- jännitteensäädön toiminta,
- vianaikainen toiminta ja
- taajuudensäädön toiminta.

Koko tuulivoimalaitokselta puolestaan todennetaan

- laitoksen loistehokapasiteetti,
- laitoksen tehonmuutosnopeudet tilanteessa, jossa laitos kytketään päälle ja pois sekä
- jännitteensäädön toiminta verkon jännitteessä sekä säädön asetteluarvossa tapahtuvissa askelmuutoksissa. Lisäksi kokeet sisältävät jännitteensäädön kytkemisen pois päältä ja takaisin päälle. [29]

Vaatimuksissa esitetään suoritettavien kokeiden lisäksi myös tiedot mitattavista suureista. HQ:n tavoin myös FGW:n ohjeistus mallien todentamiselle on varsin yksityiskohtainen. Ohjeissa esitetään muun muassa yksityiskohtaisempaa tietoa mittausjärjestelyistä sekä erilaisia laskennallisia mittareita todentamisessa sallituille poikkeamille. Ohjeistuksen yksityiskohtaisuutta selittää todennäköisesti se, että vaatimukset seuraavat useilta osin IEC:n standardia 61400-21, joka määrittelee tuulivoimalaitosten sähkönlaatua ja liitántää koskevia kysymyksiä.

5 Western Electricity Coordinating Council -mallit

Tässä luvussa esitellään Western Electricity Coordinating Councilin (WECC) kehittämät yleiset laskentamallit muuttuvanopeuksisille tuulivoimalaitoksille ja näistä erityisesti tässä työssä käytetty toisen sukupolven laskentamalli.

5.1 Yleistä

Western Electricity Coordinating Council (WECC) on kehittänyt yhteistyössä standardointijärjestö IEC:n mallityöryhmän ja tuulivoimalaitosvalmistajien kanssa tuulivoimalaitoksille soveltuvia yleisiä laskentamalleja. Onkin odotettavissa, että tulevaisuudessa julkaistavalla IEC:n standardimallilla on yhteisiä piirteitä tässä työssä tarkasteltujen WECC:n mallien kanssa. Tuulivoimalaitosten mallinnusta koskevat standardit IEC 61400-27-1 ja 61400-27-2 ovat kuitenkin vielä tätä kirjoittaessa kesken. Standardi 61400-27-1 tulee sisältämään mallin turbiinigeneraattorille ja 61400-27-2 puolestaan voimalaitostason mallin. WECC:n malleista saaduista kokemuksista on kuitenkin hyötyä, kun IEC:n mallit tulevaisuudessa julkaistaan.

Toisen sukupolven versiot WECC:n malleista julkaistiin vuoden 2013 alussa. Mallien toteutus lisättiin pian tämän jälkeen PSS/E-laskentaohjelman version 33.4 valmiisiin mallikirjastoihin, joita tässä työssä käytetään. PSS/E:n lisäksi mallien toteutus on saatavilla ainakin General Electricin PSLF-laskentaohjelmalle. Tässä työssä käytetyt tiedot mallista perustuvat EPRIn (Electric Power Research Institute) raportin [8] viimeisimpään luonnokseen, joten on mahdollista, että mallien yksityiskohtiin tulee vielä joitakin muutoksia. Koska mallit on kuitenkin jo toteutettu laskentaohjelmiin, ei ole odotettavissa, että mallien rakenne merkittävästi muuttuisi.

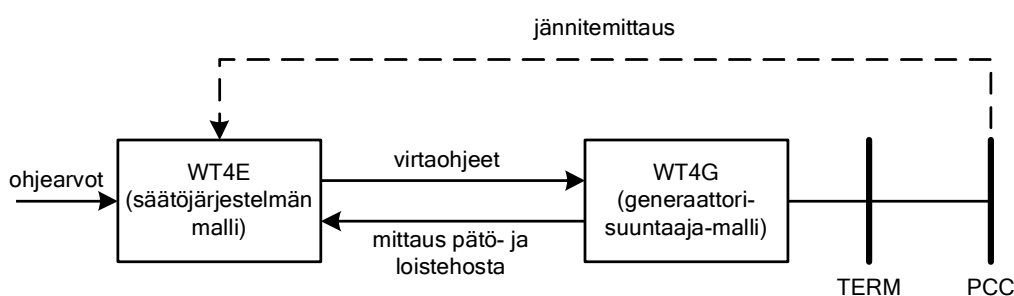
WECC on valmistellut mallit sekä vakionopeuksisille että muuttuvanopeuksisille tuulivoimalaitoksille. Muuttuvanopeuksisista voimalaitoksista on olemassa erilliset mallit kaksoissyötetylle epätahtigeneraattorille ja täysitehoisen taaajuusmuuttajan kautta verkkoon liitettylle generaattorille, joihin englanninkielisessä kirjallisuudessa usein viitataan tyyppin 3 ja 4 teknologioina. Vaikka nämä kaksi teknologiaa eroavatkin toisistaan, tehollisarvolaskennan kannalta mallit ovat rakenteeltaan hyvin samankaltaisia varsinkin jännitteensäädön osalta. Koska juuri mallin jännitteensäädön aseteltavuus on työssä erityisen mielenkiinnon kohteena ja koska täysohjatun tuulivoimalaitoksen malli on mekaniikan osalta kaksoissyötettyä epätahtigeneraattoria yksinkertaisempi, työssä keskitytään tarkastelemaan WECC:n mallia täysohjatulle generaattorille. Tyyppin 3 ja 4 mallien samankaltaisuuden vuoksi täysohjatun tuulivoimalaitosmallin säätöjärjestelmien toiminnasta tehdyt havainnot pätevät kuitenkin suurelta osin myös kaksoissyötetyn epätahtigeneraattorin mallille.

Vaikka työn laskentatarkasteluissa käytetään toisen sukupolven mallia, seuraavassa luodaan lyhyt katsaus myös ensimmäisen sukupolven mallin rakenteeseen. Tämä on perusteltua, sillä ensimmäisen ja toisen sukupolven malleissa on useita yhteneviä

osia ja ominaisuuksia. Lisäksi useimmat WECC:n malleja käsittelevät tutkimukset ja kirjallisuus perustuvat ensimmäisen sukupolven malleihin, sillä toisen sukupolven mallit ovat tätä työtä kirjoitettaessa olleet saatavilla vasta vähän aikaa.

5.2 Ensimmäisen sukupolven malli täysohjatulle tuulivoimalaitokselle

Kuvassa 5.1 on esitetty WECC:n ensimmäisen sukupolven malli täysohjatulle tuulivoimalaitokselle. Malli muodostuu kahdesta erillisestä osasta: generaattori-suuntaajamallista (WT4G) sekä säätöjärjestelmän mallista (WT4E). Lohkojen sisäinen rakenne on kuvattu esimerkiksi EPRIn raportissa [8] eikä siihen tässä siksi yksityiskohtaisesti syvennyttä.

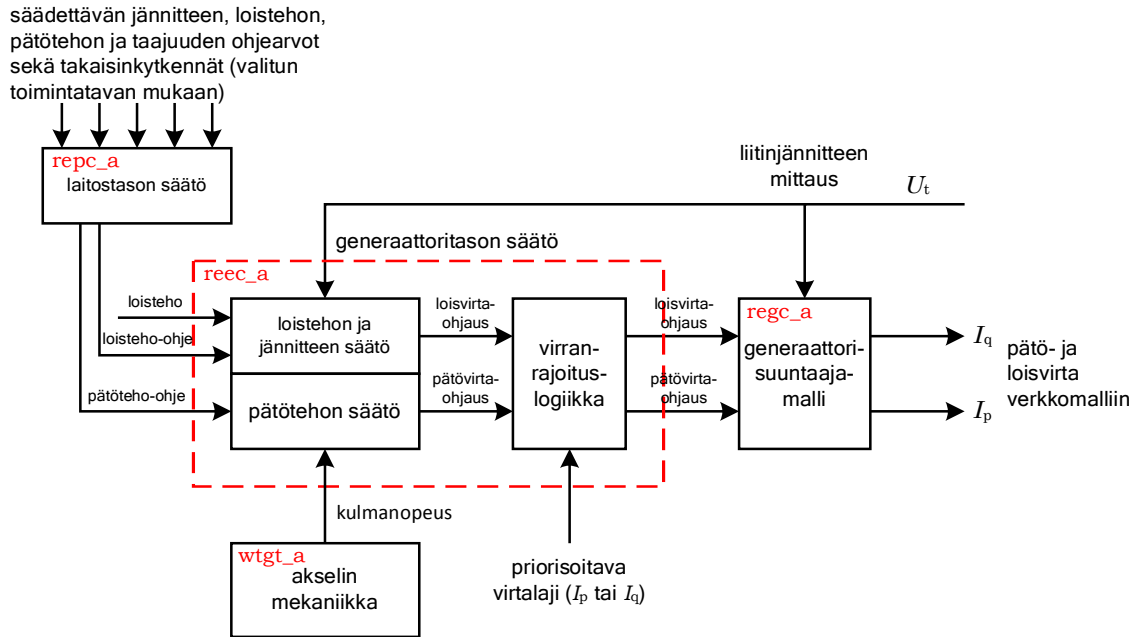


Kuva 5.1: WECC:n ensimmäisen sukupolven malli täysohjatulle tuulivoimalaitokselle perustuen PSS/E:n dokumentaatioon [30, muokattu]. Merkintä TERM tarkoittaa solmupistettä, johon malli on liitetty ja PCC (*point of common coupling*) puolestaan jännitteensäädön referenssipistettä.

Säätöjärjestelmän malli (WT4E) sisältää sekä laitostason että generaattoritasen jännitteensäädön. Säätöjärjestelmä saa tiedon laitoksen pätö- ja loistehosta sekä referenssipisteen ja generaattorin jännitteestä, mikäli malli on asetettu toimimaan vakiojännitesäädöllä. Näiden perusteella säädin antaa pätö- ja loisvirtaohjeen generaattori-suuntaajamallille (WT4G), joka edelleen syöttää virran verkkomalliin huomioiden mahdolliset rajoitukset ja erityistoiminnot esimerkiksi verkkovian aikana. Tässä yhteydessä malli tekee myös virran komponenteille muunnoksen generaattorin koordinaatistosta verkkomallin koordinaatistoon.

5.3 Toisen sukupolven malli täysohjatulle tuulivoimalaitokselle

Kuvassa 5.2 on esitetty periaatekuva WECC:n toisen sukupolven mallista täysohjatulle tuulivoimalaitokselle. Malli muodostuu edellistä sukupolvea selvemmin erillisistä osista, mikä lisää mallin muunneltavuutta eri käyttötarkoituksiin. Mallin osia voidaanakin käyttää tuulivoimalaitosten lisäksi myös muiden suuntaajakytkettyjen voimalaitosten mallinnukseen. Tämä on huomioitu myös mallin osien nimeämisessä, joka ei enää viittaa tuulivoimaan kuten ensimmäisen sukupolven malleissa. [8]



Kuva 5.2: WECC:n toisen sukupolven malli täysohjatulle tuulivoimalaitokselle perustuen EPRIn dokumenttiin [8, muokattu]: generaattori-suuntaajamalli (regc_a), generaattoritasen säädön malli (reec_a) sekä laitostason säädön malli (repc_a). Akselin mekaniikkaa kuvaavaa mallia (wtgt_a) ei tässä työssä käytetä.

Malli muodostuu kolmesta eri lohkoista: generaattori-suuntaajamallista (regc_a), generaattoritasen säädön mallista (reec_a) sekä laitostason säädön mallista (repc_a). Ensimmäisen sukupolven malliin verrattuna laitostason säätö ja generaattoritasen säätö on siis erotettu toisistaan, mikä lisää mallin käytön joustavuutta. Lisäksi malliin kuuluu turbiinin akselin ja mahdollisen vaihdelaatikon mekaniikkaa kuvaava osa (wtgt_a), johon ei kuitenkaan tässä työssä tarkemmin syvennytä.

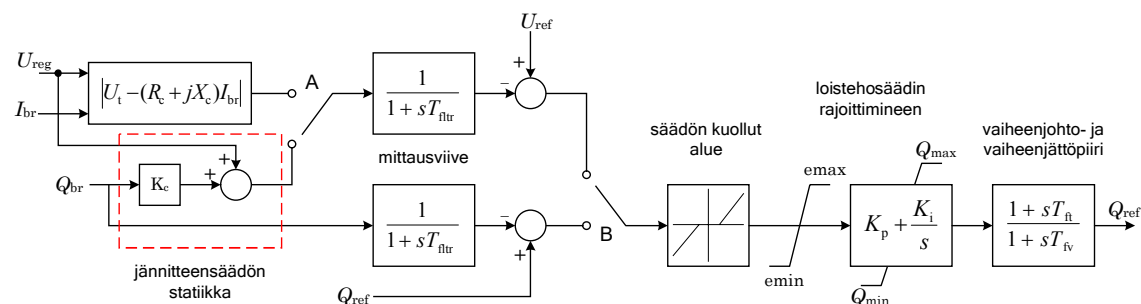
Ensimmäisen ja toisen sukupolven mallit ovat perusrakenteeltaan varsin yhteneviä. Generaattori-suuntaajamalli (regc_a) vastaa joitakin yksityiskohtia lukuun ottamatta ensimmäisen sukupolven mallin lohkoa WT4G. Generaattoritasen säädön ja laitostason säädön mallit (reec_a ja repc_a) puolestaan vastaavat yhdessä pääosin ensimmäisen sukupolven mallin lohkoa WT4E. Akselin mekaniikkaa kuvaava lohko on lisätty uutena malliin, mutta toiminnaltaan sitä vastaava lohko on ollut jo ensimmäisen sukupolven mallissa kaksoissyötetyille epätahtigeneraattoreille.

5.3.1 Voimalaitostason säädön malli

Kuvassa 5.3 on esitetty tuulivoimalaitosmallin laitostason loistehonsäädön lohko-kaavio. Malli voidaan asettaa toimimaan joko vakioleistehosäädöllä tai vakiojännitesäädöllä kytkimellä B. Kytkimellä A vakiojännitesäädölle voidaan asettaa statiikka parametrilla K_c tai vaihtoehtoisesti säätö voidaan asettaa tarkaksi. Jälkimmäisessä tapauksessa säätö huomioi myös generaattorin liitinten ja säädön referenssipisteen välisistä reaktansseista aiheutuvan jännitehäviön.

Jännitteensäädön statiikka määrittelee virheen, jonka säätö jättää jännitteeseen suhteessa laitoksen loistehoon. Jos esimerkiksi laitoksen loisteho on 0,5 pu ja statii kaksi on asetettu 5 %, säätö jättää ohjaamaansa jännitteeseen virheen, jonka suuruus on $0,05 \cdot 0,5 \text{ pu} = 0,025 \text{ pu}$. Statiikan tarkoituksena on estää säädintä ajautumasta rajojansa vasten ja toisaalta estää eri laitosten säätöjen toimiminen toisiaan vastaan. Tässä työssä mallia käytetään vakiojännitesäädöllä ja säädön statiikaksi on asetettu 5 %. Suomessa vähintään 10 MW:n tuulivoimalaitoksen loistehostatiikan on oltava aseteltavissa välillä 1–10 % [24], joten valittu arvo on tässä mielessä edustava.

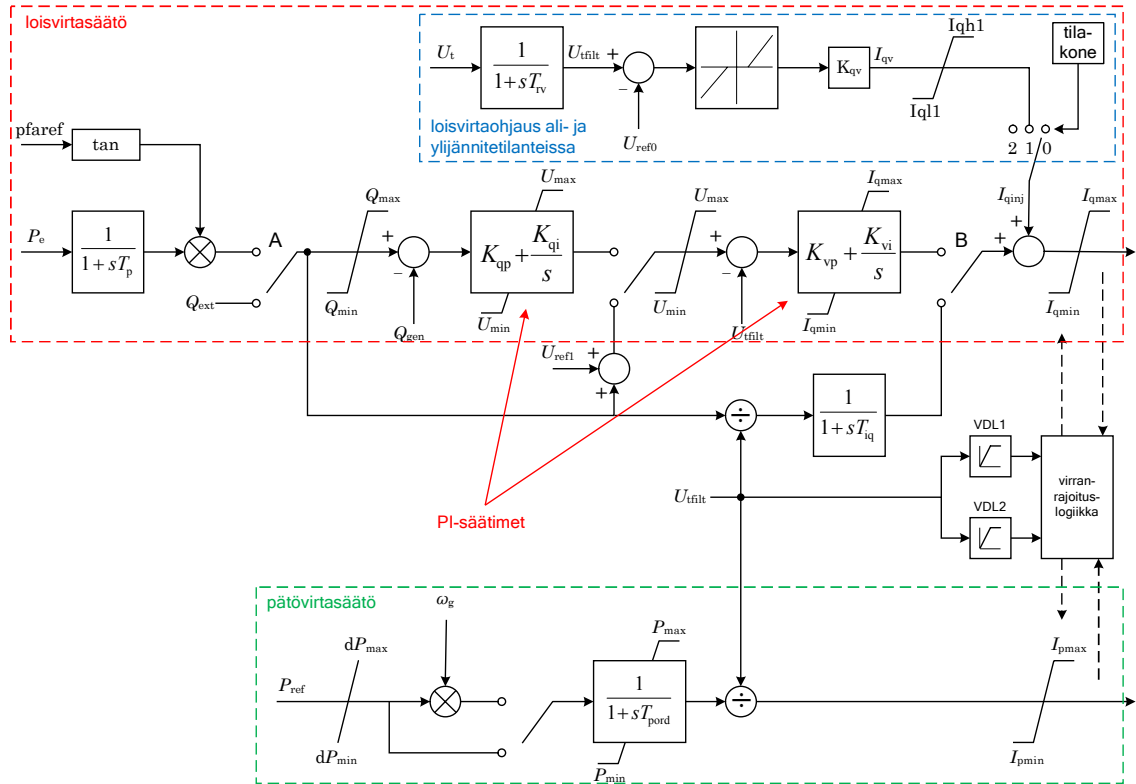
Laitostasolla loistehoa ohjaa PI-säädin, jonka sisäänmenolle ja ulostulolle voidaan asettaa rajoittimet. Rajoittimien lisäksi säädölle voidaan asettaa kuollut alue. Aikavakio T_{ftr} kuvaa mittausviivettä ja on siten tyypillisesti melko pieni, esimerkiksi joitakin kymmeniä millisekunteja [8]. Viimeisenä piirissä on vaiheenjohto- ja vaiheenjättölohko, jonka avulla voidaan vaikuttaa säädön ominaisuuksiin taajuustasossa. Laitostason malli sisältää myös taajuudensäätöä mallintavan osan, mutta sen käsittely on rajattu tämän työn ulkopuolelle.



Kuva 5.3: Voimalaitostason loistehonsäätö WECC:n toisen sukupolven mallissa perustuen EPRIn dokumenttiin [8, muokattu]. Kytkimellä B voidaan mallin toimintata-
vaksi valita joko vakioloistehonsäätö tai vakiojännitesäätö. Kytkimellä A voidaan
mallille asetella statiikka tai vaihtoehtoisesti asettaa säätö tarkaksi. Kuvassa
esiintyvät parametrit on esitelty liitteen A taulukossa A.1.

5.3.2 Generaattoritason säädön malli

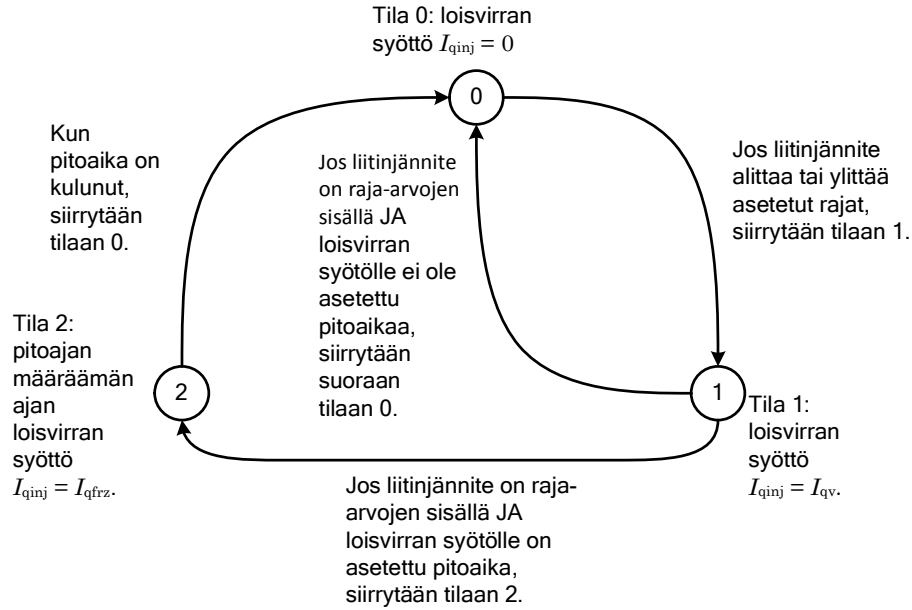
Kuvassa 5.4 on esitetty WECC:n toisen sukupolven tuulivoimalaitosmallin generaattoritason säädön lohkokaavio. Malli muodostuu pätövirtaa ja loisivirtaa säätevistä haaroista sekä erillisestä virranrajoituslogiikasta. Pätövirtaa säättävä haara on rakenteeltaan yksinkertainen: säädin saa sisääntulonaan pätöteho-ohjeen, joka muutetaan mitatun liitinjännitteen avulla pätövirtaohjaukseksi. Pätöteho-ohjeena voidaan käyttää joko simuloinnin alkuhetken pätötehoa tai ohjearvo voidaan kytkeä laitostason mallin taaajuudensäätöön. Tässä työssä mallin pätötehona käytetään alkuhetken vakioarvoa.



Kuva 5.4: WECC:n toisen sukupolven tuulivoimalaitosmallin generaattoritason säädön malli reec_a perustuen EPRIn dokumenttiin [8, muokattu]. Kuvassa esiintyvät parametrit on esitelty liitteen A taulukossa A.2.

Loisvirtahaara muodostuu kahdesta kaskadikytketystä PI-säätimestä. Näistä ulompi ohjaa loistehon perusteella jännitettä, joka puolestaan toimii ohjearvona sisemmälle säätimelle. Sisempi säädin antaa saamansa jänniteohjeen perusteella loisvirtaohjauksen generaattori-suuntaajamallille. Jäljempänä näitä kahta säädintä kutsutaan generaattoritason jännitteensäädöksi. Säädinten lisäksi loisvirtahaaraan liittyy erillinen ali- ja ylijännitetilanteissa käynnistyvä loisvirtaohjaus, jonka toimintaa ohjaa tilakone. Tilakoneen toimintaperiaate on esitetty seuraavan sivun kuvassa 5.5.

Mallin toimintatapaa voidaan muuttaa valintakytkimillä, joita on kuvassa merkitty kirjaimilla A ja B. Kytkimen A asentoa muuttamalla mallia voidaan käyttää joko vakiotehokerroinsäädöllä tai vakiojännitesäädöllä. Vakiotehokerroinsäädössä loistehon ohjearvo lasketaan mitatusta pätötehosta ja parametrina asetetusta tehokertoimesta. Vakiojännitesäädössä loisteho-ohje Q_{ext} saadaan laitostason mallista. Kytkimen B avulla voidaan generaattoritason jännitteensäätö ohittaa, jolloin loisvirta määräytyy suoraan loisteho-ohjeen ja liitinjännitteen osamäärästä.



Kuva 5.5: WECC:n toisen sukupolven tuulivoimalaitosmallin loisvirran syöttöä I_{qinj} ali- ja ylijännitetilanteissa ohjaava tilakone perustuen EPRIn dokumenttiin [8, muokattu]. Parametrit I_{qv} ja I_{qfrz} on esitelty liitteen A taulukossa A.2.

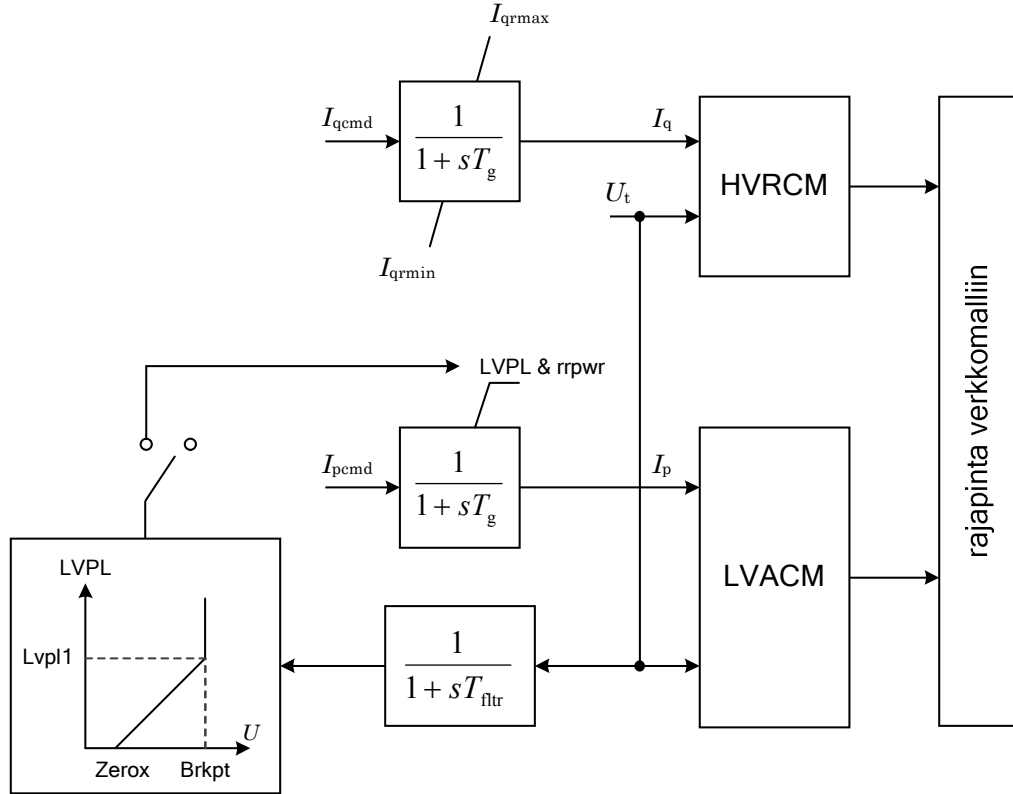
Kuvan 5.4 lohkot VDL1 ja VDL2 sisältävät tiedon pätö- ja loisvirran maksimiarvoista liitinjännitteen funktiona. Virranrajoituslogiikka laskee pätö- ja loisvirtarajat huomioiden lohkojen VDL1 ja VDL2 tiedot, säädinten ulostulon, ensisijaisesti syötetyn virtalajin sekä kokonaisvirtarajan. Virranrajoituslogiikalla on yhdessä ensisijaisesti valitun virtalajin kanssa ratkaiseva vaikutus mallin vianaikaiseen toimintaan, mitä on analysoitu tarkemmin luvussa 6.5.

Merkittävimmät erot toisen sukupolven mallin jännitteensäädössä ensimmäisen sukupolven malliin verrattuna ovat:

1. Generaattoritason jännitteensäätö voidaan toisen sukupolven mallissa ohittaa. Ensimmäisen sukupolven mallissa tämä ei ole mahdollista, sillä voimalaitostason säätö ja generaattoritason säätö ovat kiinteästi osana samaa piiriä. Toisen sukupolven mallin toiminta on siten monipuolisemmin aseteltavissa.
2. Toisen sukupolven mallin toimintaa verkkovikojen simuloinnissa on kehitetty. Jännitekuopan aikana säädinten tilamuuuttajat lukitaan ja loisvirta ohjaa tilakone, joka myös määrää, kuinka kauan loisvirta syötetään jännitekuopan poistumisen jälkeen.
3. Toisen sukupolven mallissa säätimet on toteutettu pelkkien integraattoreiden sijaan PI-säätimillä, mikä osaltaan lisää joustavuutta mallin jännitteensäädön asetteluun. Lisäksi rajat pätö- ja loisvirralle voidaan antaa liitinjännitteen funktiona yksittäisen vakioarvon sijaan.

5.3.3 Generaattori-suuntaajamalli

Kuvassa 5.6 on esitetty WECC:n toisen sukupolven tuulivoimalaitosmallin generaattori-suuntaajamallin lohkokaavio. Generaattori-suuntaajamalli saa loisivirta- ja pätövirtaohjaukset I_{qcmd} ja I_{pcmd} generaattoritasen säädön mallilta ja välittää ne verkkomalliin. Tämän lisäksi generaattori-suuntaajamalli sisältää myös erityistoimintoja jännitekuoppa- ja ylijännitetilanteisiin.



Kuva 5.6: WECC:n toisen sukupolven tuulivoimalaitosmallin generaattori-suuntaajamalli perustuen EPRIn dokumenttiin [8, muokattu]. Generaattori-suuntaajamalli välittää loisivirta- ja pätövirtaohjaukset I_{qcmd} ja I_{pcmd} verkkomalliin. Lohkoilla LVPL ja LVACM voidaan rajoittaa mallin pätövirtaa matalilla jännitteillä ja vapauttaa näin enemmän loisivirtaa. Lohkolla HVRM puolestaan voidaan rajoittaa loisivirran syöttöä ylijännitetilanteissa. Kuvassa esiintyvät parametrit on esitelty liitteen A taulukossa A.3.

Generaattori-suuntaajamalli sisältää kolme osaa, joilla voidaan vaikuttaa mallin syöttämään pätötehoon. Erillinen alhaisilla jännitteillä aktivoituva lohko LVPL (*Low Voltage Power Logic*) tarjoaa mahdollisuuden rajoittaa pätövirtaa jännitekuoppien aikana ja vapauttaa näin enemmän loisivirtaa. Lohkolle määritellään raja-arvo, jonka alapuolella maksimipätövirtaa rajoitetaan lineaarisesti jännitteen funktiona. Lisäksi erillisellä parametrilla (rrpwr) voidaan määrittää pätötehon enimmäisnousunopeus ja vaikuttaa siten mallin tehon palautumiseen jännitekuopan jälkeen. Kolmas tapa vaikuttaa pätövirtaan on lohko LVACM (*Low Voltage Active Current Management*), jolla voidaan säätää pätövirtaohjauksen vahvistusta jännitteen funktiona.

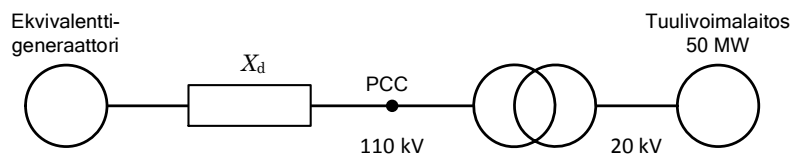
Vastaavasti voidaan ylijännitetilanteissa mallin syöttämää loisvirtaa vähentää lohkoilla HVRCM (*High Voltage Reactive Current Management*). Mikäli jännite ylittää asetetun rajan, lohko pienentää verkkomalliin välittyvää loisvirtaa verrannollisena ylitykseen.

6 Tuulivoimalaitosmallin ominaisuudet ja parametrien valinta

Tässä luvussa tarkastellaan WECC:n (Western Electricity Coordinating Council) toisen sukupolven tuulivoimalaitosmallin toimintaa ja järjestelmätekniisiä ominaisuuksia yksinkertaisen verkkomallin avulla. Verkkomalli muodostuu ekvivalenttigeneraattorista ja yhdestä aggregoidusta tuulivoimalaitosmallista. Luvussa arvioidaan myös tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön viritysohjeita.

6.1 Tarkastelussa käytettävä verkkomalli

Tuulivoimalaitosmallin järjestelmätekniisiä ominaisuuksia tutkittiin kuvan 6.1 mukaisella yksinkertaisella verkkomallilla. Verkkomalli muodostuu 50 MW:n tuulivoimalaitoksesta ja muuta verkkoa kuvaavasta ekvivalenttigeneraattorista. Yksinkertaisen mallin etuna verrattuna laajemman verkkomallin käyttöön on, että tuulivoimalaitosmallin ominaisuuksien periaatteellinen tarkastelu on helpommin hallittavaa ja selkeää.



Kuva 6.1: Yksinkertainen verkkomalli, jota käytettiin tuulivoimalaitosmallin järjestelmätekniisten ominaisuuksien analysoinnissa. Tuulivoimalaitos liittyy muuta verkkoa kuvaavaan ekvivalenttigeneraattoriin pisteessä PCC (*point of common coupling*). X_d on ekvivalenttigeneraattorin tahtireaktanssi.

Laskennan alkutilanteessa tuulivoimalaitos toimi nimellisellä jännitteellään ja mitoitustehollaan noin tehokertoimella yksi. Tuulivoimalaitos asetettiin säätämään referenssipisteensä eli pisteen PCC jännitettä, joka oli alkutilanteessa 1,0 pu. Ekvivalenttigeneraattorille ei asetettu jännitteensäätöä.

6.2 Tuulivoimalaitosmallin parametrien valinta

PSS/E:n dokumentaatiossa [30] on esitetty esimerkkiparametrointi ainoastaan WECC:n ensimmäisen sukupolven mallille. EPRIn (Electric Power Research Institute) raportit [7, 8] antavat kuitenkin joillekin toisen sukupolven mallin parametreista tyypillisiä vaihteluvälejä. Koska ensimmäisen ja toisen sukupolven mallit ovat monilta osin samankaltaisia, laskentatarkasteluissa on käytetty ensisijaisesti PSS/E:n dokumentaatiossa esitettyjä esimerkkiparametreja ensimmäisen sukupolven mallille. Niiltä osin, kun mallit eroavat toisistaan, on pyritty käyttämään sopivaa arvoa EPRIn viitearvoihin perustuen tai joissakin tapauksissa jätetty parametri huomiotta, mikäli sen vaikutus mallin toimintaan on tämän työn kannalta

epäolennaista. Kaikkiaan työssä käytetyt parametrit mallille on esitetty liitteen A taulukoissa A.1–A.3 lukuun ottamatta jännitteensäätöön liittyviä parametreja, jotka aseteltiin tapauskohtaisesti. Eri laskentatarkasteluissa käytetyt parametrit mallin jännitteensäädölle on esitetty liitteen B taulukoissa B.1–B.10.

6.3 Jännitteensäädön viritysohjeiden arviointi

Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön parametrien valintaan on olemassa erilaisia tapoja. Yksi tapa on käyttää valmiita parametrisarjoja, mikäli sellaisia on saatavilla. Esimerkiksi PSS/E:n dokumentaatiossa [30] on esitetty esimerkkiparametrointeja muun muassa General Electricin ja Siemensin täysohjatuille tuulivoimalaitoksille. Vaikka parametrit on annettu vain WECC:n ensimmäisen sukupolven mallille, ne soveltuvat myös toisen sukupolven mallille, sillä mallien jännitteensäädön rakenne on hyvin samankaltainen, kuten luvussa 5 todettiin.

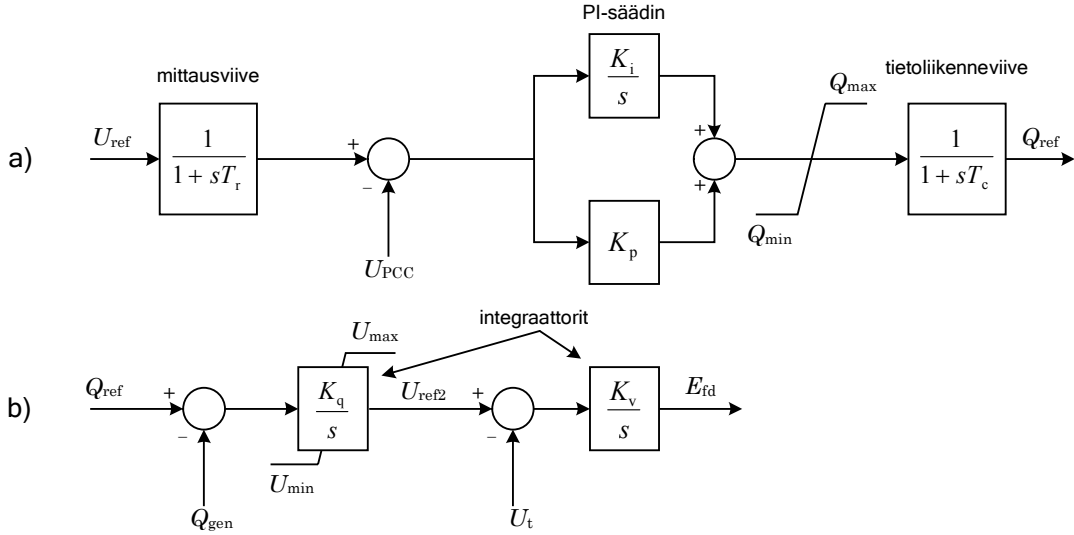
Valmiit parametrisarjat eivät kuitenkaan ole Fingridin voimalaitosten järjestelmätekniisten vaatimusten (VJV) mukaisia, sillä parametrointi jännitteensäädön nopeuden osalta on pohjoisamerikkalaisen käytännön mukainen. Jännitteensäädön askelvasteen nousuaika on esimerkkiparametreilla useita sekunteja, kun taas VJV:n ja laajemminkin eurooppalaisten vaatimusten edellyttämä enimmäisnousuaika on yksi sekunti.

Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön rakenne on moniportainen ja melko monimutkainen erityisesti käytettäessä sekä generaattoritason että laitostason säätöä, sillä tällöin säätö muodostuu useasta PI-säätimestä, joilla on eri takaisinkytkennät. Siten toimiva lähestymistapa on etsiä kokeellisesti sopivia parametreja jännitteensäädölle. Muuttamalla parametreja ja tarkastelemalla muutoksen vaikutusta säädön askelvasteeseen on mahdollista päästä suhteellisen nopeasti tyydyttävään lopputulokseen. Tarkastelua voidaan myös edelleen täydentää tutkimalla säädön ominaisuuksia taajuustasossa esimerkiksi Bode-diagrammien avulla.

Säädön virittämistä voidaan tarkastella myös säätötekniikan teorian ja menetelmien avulla, mutta analyyttisen kuvauksen ja siihen pohjautuvan vityisperiaatteen suunnittelu näin monimutkaiselle piirille on työläs tehtävä. Lisäksi analyyttisesti tarkan vitysmenetelmän kehittäminen ei ole tarkoituksenmukaista, kun huomioidaan mallin käyttötarkoitus laajan verkkomallin osana. Kirjallisuudessa on kuitenkin esitetty joitakin nyrkkisääntöjä WECC:n mallia muistuttavalle säädölle. Seuraavassa tarkastellaankin General Electricin UpWind-projektin tutkimusraportissa [31] esitettyjä ohjeita tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön virittämiseen.

Yhdistetty generaattori- ja laitostason jännitteensäätö

Kuvassa 6.2 on esitetty se jännitteensäädön lohkokaavio, jolle UpWind-raportin [31] vitysohjeet on annettu.



Kuva 6.2: UpWind-projektin raportissa [31, muokattu] esiteltyyn malliin perustuva lohkokaavio tuulivoimalaitoksen jännitteensäädölle: voimalaitostason säätö (a) ja generaattoritason jännitteensäätö (b).

Kuvan 6.2 lohkokaaavion rakenne on olennaisilta osiltaan identtinen WECC:n toisen sukupolven mallin kanssa. Voimalaitostason säädin (a) on PI-säädin, joka antaa mitatun jännitteen U_{PCC} ja referenssijännitteen U_{ref} perusteella loistehon ohjearvon Q_{ref} generaattoritason jännitteensäädölle (b).

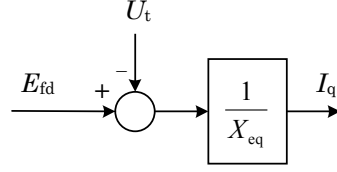
Generaattoritason säätö muodostuu kahdesta integraattorista, joista ensimmäinen ohjaa loisteho-ohjeen Q_{ref} perusteella jännitteen ohjearvoa U_{ref2} ja jälkimmäinen tämän perusteella loisvirtaa. Merkittävimpana erona WECC:n toisen sukupolven malliin on se, että generaattoritason jännitteensäätö antaa ohjauksen lähdejännitteinä E_{fd} , joka muunnetaan loisvirtaohjaukseksi vasta generaattori-suuntaajamallissa. Tämä toteutustapa esiintyy myös WECC:n ensimmäisen sukupolven mallissa kaksoissyötetyille epätahtigeneraattorille.

Muunnos lähdejännitteestä annetusta ohjauksesta E_{fd} loisvirtaohjaukseksi I_q tapahtuu generaattori-suuntaajamallissa seuraavalla tavalla:

$$I_q = \frac{E_{fd} - U_t}{X_{eq}}, \quad (6.1)$$

missä U_t on liitinjännite ja X_{eq} generaattorin sisäinen reaktanssi. Muunnosta vastaava lohkokaavio on esitetty kuvassa 6.3.

Yhtälön (6.1) ja kuvan 6.3 avulla voidaan päätellä, että jos E_{fd} ja U_t ovat suuruusluokaltaan 1,0 pu, muutokset lähdejännitteestä annetussa ohjauksessa välittyvät samassa suhteessa myös lähdejännitteen ja liitinjännitteen erosuureeseen. Tämän jälkeen erosuure muunnetaan loisvirtaohjaukseksi ainoastaan skaalaamalla sitä lähdereaktanssilla. Skaalauksen merkityksen voidaan kuitenkin olettaa olevan vähäinen, sillä esimerkiksi PSS/E:n dokumentaatioissa [30] esitetty lähdereaktanssin ohjeellinen arvo eräälle tuulivoimateknologialle on 0,8 pu. Tämän päättelyn perusteel-



Kuva 6.3: Tuulivoimalaitosmallin lähdejännitteenä E_{fd} annetun ohjauksen muuntaminen loisvirtaohjaukseksi I_q liitinjännitteen U_t avulla.

la UpWind-raportin viritysohjeiden soveltuvuutta on perusteltua kokeilla WECC:n toisen sukupolven mallille.

Kuvan 6.2 merkintöjä käyttäen voidaan UpWind-projektin raportin [31] viritysohjeet esittää seuraavasti:

1. Valitaan generaattoritason jännitteensäädön vahvistus K_v siten, että sitä vastaava aikavakio T_v on millisekuntien suuruusluokkaa. Esimerkiksi jos $T_v = 0,01$ s, valitaan

$$K_v = \frac{1}{0,01} = 100. \quad (6.2)$$

2. Valitaan generaattoritason säädölle haluttu aikavakio T_q siten, että $T_q \gg T_v$. Esimerkiksi jos $T_q = 0,2$ s, on tarvittava vahvistus K_q tällöin:

$$K_q = \frac{X_{tot}}{U_t T_q} = \frac{0,2}{1,0 \cdot 0,2} \approx 1,0, \quad (6.3)$$

missä X_{tot} on suhteellinen kokonaisimpedanssi aggregoidun tuulivoimalaitosmallin liittimistä verkkoon päin tuulivoimalaitoksen tehoperustassa laskettuna. Reaktanssi X_{tot} sisältää siis muuntajien, mahdollisten syöttöjohtojen sekä taustaverkon impedanssin. Jännite U_t puolestaan on voimalaitoksen liitinjännite suhteellisarvona.

3. Valitaan laitostason säädölle haluttu aikavakio T_{var} siten, että $T_{var} \gg T_q$. Jos valitaan $T_{var} = 1,0$ s, on säätimen integroivan termin vahvistus tällöin:

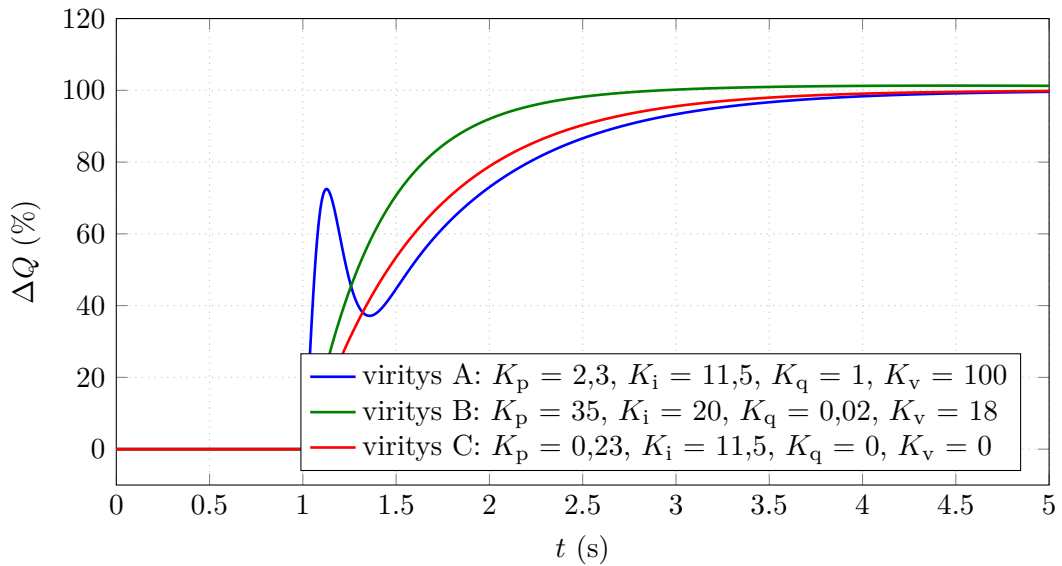
$$K_i = \frac{U_{PCC}}{X_{grid} T_{var}} = \frac{1}{0,088 \cdot 1,0} \approx 2,3, \quad (6.4)$$

missä U_{PCC} on jännitteensäädön referenssisolmun jännite suhteellisarvona ja X_{grid} taustaverkon reaktanssi suhteellisarvona tuulivoimalaitoksen tehoperustassa. Yhtälöstä (6.4) havaitaan, että viritystapa tuottaa sitä suuremman vahvistuksen K_i , mitä pienempi reaktanssi X_{grid} on eli mitä vahvempaan verkkoon tuulivoimalaitos liitetään.

4. Lopuksi valitaan laitostason säädön PI-säätimen vahvistuksien suhde siten, että ne kumoavat generaattoritasen säädön aikavakion T_q vaikutuksen:

$$\frac{K_p}{K_i} = T_q = 0,2 \Leftrightarrow K_p = 11,5 \quad (6.5)$$

UpWind-raportissa esitetyt viritysohjeet mukailevat kaskadisäädöille yleisesti käytettyä nyrkkisääntöä, jonka mukaan sisemmän säätösilmukan tulee olla huomattavasti ulompaa silmukkaa nopeampi. Edellä kuvattujen ohjeiden mukaisesti viritetyn mallin vaste askelmaiseen jännitemuutokseen referenssipisteessä on esitetty sinisellä värillä kuvassa 6.4. Kuvasta havaitaan, että eri säätimet toimivat ristiin, mikä ilmenee heilahduksena vasteen nousussa. Vasteesta voidaan selvästi erottaa generaattoritasen jännitteensäädöstä aiheutuva nopea alkuosa ja tätä seuraava laitostason säädön hitaampi ohjaus.



Kuva 6.4: WECC:n toisen sukupolven mallin loistehon vaste askelmaiseen jännitemuutokseen referenssipisteessä erilaisilla jännitteensäädön toimintatavoilla:

A – generaattoritasen ja laitostason säätö, sivuilla 39–40 esitetty viritys UpWind-projektin [31] ohjeiden mukaan, B – generaattoritasen ja laitostason säätö, kokeellisesti paranneltu viritys, C – vain laitostason säätö, viritys UpWind-projektin [31] ohjeita soveltaen.

Viritysohjeet on suunniteltu tilanteeseen, jossa herätteenä toimii askelmainen muutos jännitteen ohjearvossa U_{ref} , kun taas kuvan 6.4 vasteet on laskettu tilanteelle, jossa muutos tapahtuu mitatussa referenssipisteen jännitteessä U_{PCC} . Jälkimmäisessä tilanteessa jännitteen muutos vaikuttaa käytännössä lähes samanaikaisesti myös generaattoritasen jännitteensäädön erosuureeseen liitinjännitteen U_t takaisinkytkennän kautta, minkä vuoksi säätäjien aikavakioiden keskinäisten suhteiden asettelu ei toimi ohjeissa oletetulla tavalla. On kuitenkin selvää, että vaste mitatun jännitteen askelmaiseen muutokseen kuvaa paremmin olosuhteita, joissa tuulivoimalaitokset

käytännössä toimivat verkon jännitteen vaihdellessa. Myös Fingridin voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset määrittelevät askelvastekriteerin juuri referenssipisteen mitatun jännitemuutoksen kautta.

Raportin esittämät viritysohjeet eivät havaintojen mukaan sellaisenaan sovellu sellaiselle mallille, joka on asetettu käyttämään sekä generaattori- että laitostason jännitesäätöä. Askelvasteessa esiintyvä heilahdus viittaa siihen, että säädinten keskinäisten nopeuksien suhde ei ole sopiva. Tämän perusteella voidaan olettaa, että generaattoritaso jännitteensäätöä tulisi hidastaa ja laitostason säätöä tulisi vastaavasti nopeuttaa. Kuvassa 6.4 on esitetty vihreällä mallin askelvaste, kun jännitteensäätö on viritetty kokeellisesti tämän päättelyn mukaisesti. Kuten kuvasta käy ilmi, vasteessa ei enää esiinny heilahdusta.

Generaattoritaso jännitteensäädön ohittaminen

Kuten luvussa 5.3 todettiin, WECC:n toisen sukupolven mallia on mahdollista käyttää myös siten, että generaattoritaso jännitteensäätö ohitetaan. Jäljelle jää ainoastaan voimalaitostason säätö, ja säädön rakenne yksinkertaistuu huomattavasti. Tällöin virityksessä ei tarvitse huomioida eri säädinten keskinäistä vuorovaikutusta. Käytännössä kyseessä on yksinkertainen PI-säädin sekä joukko rajoittimia sekä tietoliikenne- ja muita viiveitä kuvaavia aikavakioita.

Laitostason jännitteensäätö viritettiin UpWind-viritysohjeita soveltaen siten, että termien K_p ja K_i suhde valittiin yhtä suureksi kuin generaattoritaso säädön ohituksen aikavakio T_{iq} sekunteina. Koska aikavakio on vain 0,02 sekuntia, säädöstä muodostui tällöin hyvin integrointipainotteinen. Kuvassa 6.4 on esitetty punaisella jännitteensäädön askelvaste käytettäessä pelkkää laitostason säätöä, joka on viritetty edellä kuvatulla periaatteella. Kuten kuvaajasta huomataan, vaste on siisti eikä värähtele. Vasteen nopeuteen voidaan vaikuttaa skaalaamalla parametreja K_p ja K_i , ja toisaalta vasteen ominaisuuksiin taajuustasossa myös muuttamalla parametrien K_p ja K_i keskinäistä suhdetta.

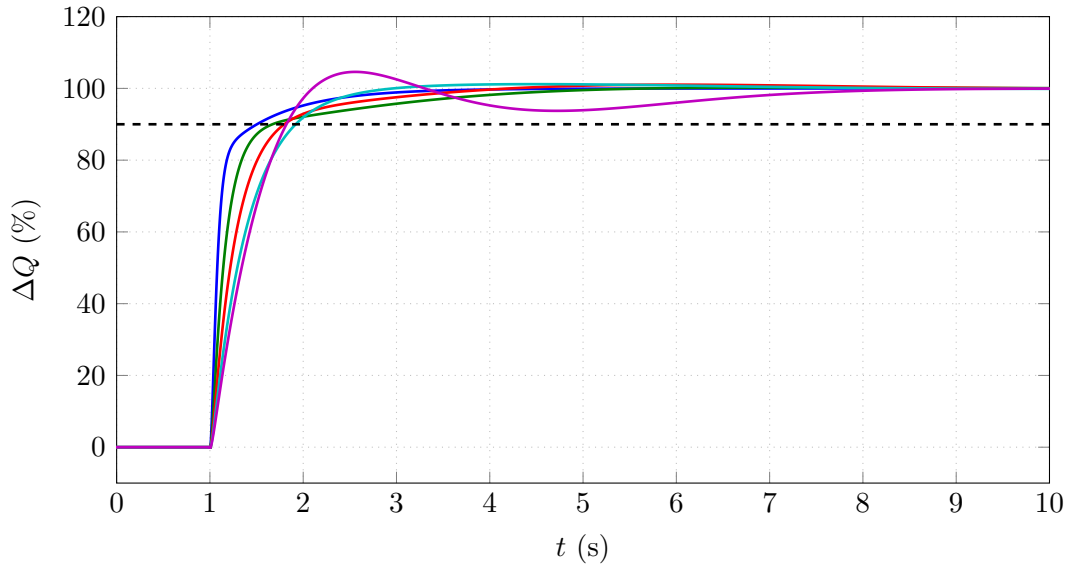
6.4 Jännitteensäädön askelvaste

Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön vastetta askelmaiseen jännitemuutokseen referenssipisteessä simuloitiin kytkemällä mallin jännitteensäädön referenssisolmuun reaktori. Kuva 6.5 esittää nousuajoiltaan erilaisia askelvasteita, joiden jännitteensäädön parametrit on valittu kokeellisesti luvussa 6.3 kuvatulla tavalla. Kaikki kuvan askelvasteet on viritetty täyttämään Fingridin voimalaitosten järjestelmäteknisten vaatimusten edellyttämä yhden sekunnin nousuaika. Kuvassa 6.7 on esitetty vastaavasti askelvasteet, kun käytössä on pelkkä laitostason jännitteensäätö. Pelkän laitostason säädön virityksessä on sovellettu luvussa 6.3 esitettyjä General Electricin UpWind-raportin viritysohjeita. Käytetyt jännitteensäädön parametrit on esitetty liitteen B taulukossa B.1.

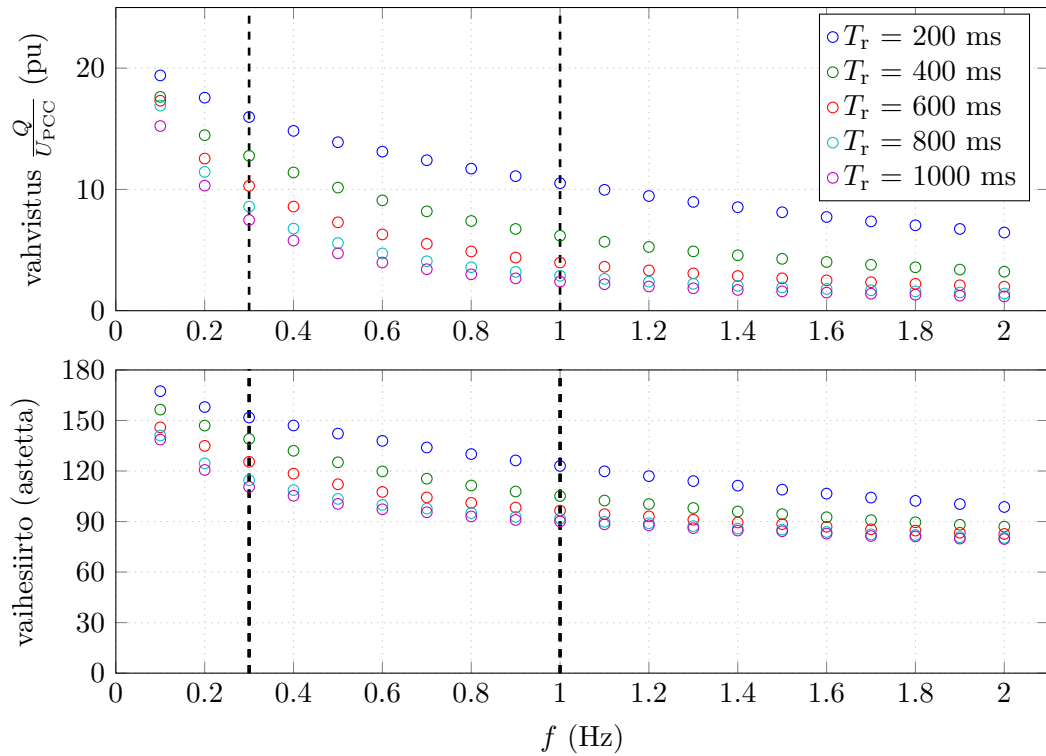
Mallin jännitteensäädön toimintaa voidaan tarkastella myös taajuustasossa. Kuten luvussa 3.3 todettiin, säätöjen vahvistus- ja vaiheensiirto-ominaisuudet voivat vaikuttaa säätöjen toimintaan ja edelleen järjestelmän piensignaalistabiiliuteen. Kuvassa 6.6 on esitetty kuvan 6.5 virityksiä vastaavat taajuusvasteet, jotka kuvaavat säädön vahvistusta ja vaiheensiirtoa taajuuden funktiona. Vastaavasti kuvassa 6.8 on esitetty erinopeuksisten jännitteensäätöjen taajuusvasteet, kun käytössä on ainoastaan laitostason jännitteensäätö.

Vahvistus ja vaiheensiirto laskettiin moduloimalla ekvivalenttigeneraattorin jännitetä eritaajuisilla sinifunktioilla ja vertaamalla tuulivoimalaitosmallin referenssipisteeseen syöttämän loistehon amplitudia ja vaihetta referenssipisteen jännitteen amplitudiin ja vaiheeseen. Vahvistus on ilmaistu kuvassa suhteellis arvona, joka kuvaa tuulivoimalaitoksen loistehon muutoksen suhdetta referenssipisteen jännitteessä tapahtuvaan muutokseen laskettuna tuulivoimalaitoksen tehoperustassa.

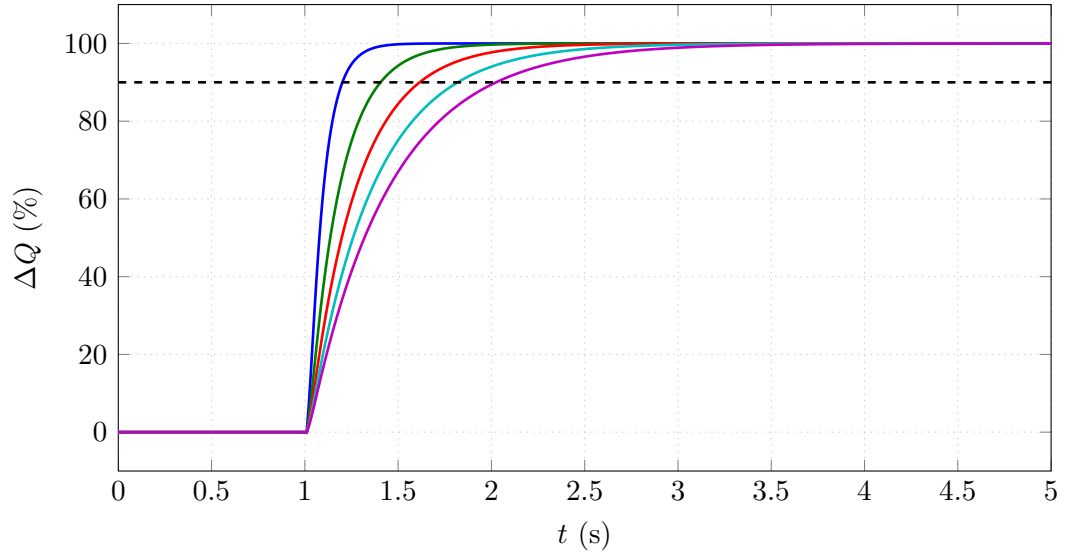
Kuvista 6.6 ja 6.8 havaitaan, että mallin jännitteensäädön taajuusvasteet ovat hyvin samankaltaiset käytettäessä pelkkää laitostason säätöä ja kaskadikytkettyä generaattoritason ja laitostason säätöä. Tämä selittyy sillä, että molemmissa tapauksissa säätö on melko integrointipainotteinen. Vaikka kaskadisäädölle valitut laitostason säädön parametrit painottavatkin suhdetermiä, generaattoritason nopea säätö muodostuu kahdesta peräkkäisestä integraattorista. Pelkän laitostason säädön parametrit on niin ikään valittu vahvasti integroivaksi. Esimerkiksi kuvan 6.8 taajuusvastetta voidaan muokata muuttamalla säätimen P-termin ja I-termin keskinäistä suhdetta. Mallin taajuusvasteeseen voidaan vaikuttaa myös vaiheenjohto- ja vaihenjättöpiirillä, joka on osa laitostason mallia.



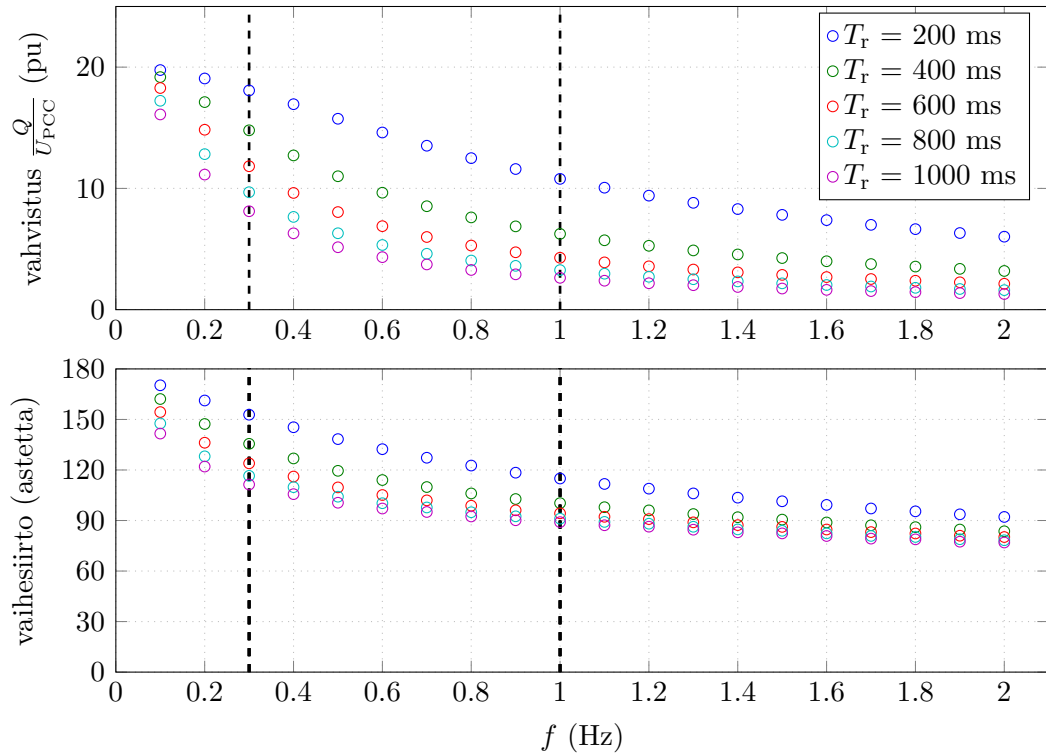
Kuva 6.5: Erilaisia tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön askelvasteita 200–1000 ms:n nousuajoilla, kun käytössä on sekä generaattoritason että laitostason jännitteensäätö. Musta katkoviiva kuvaa 90 % loistehon kokonaismuutoksesta, minkä perusteella vasteen nousuaika tässä työssä määritellään.



Kuva 6.6: Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön suljetun silmukan vahvistus- ja vaihevaste, kun käytössä on sekä generaattoritason että laitostason jännitteensäätö. Kuvaan merkityt mustat katkoviivat osoittavat 0,3–1,0 Hz:n järjestelmäheilahteluiden taajuuskaistan. T_r on säädön askelvasteen 90 %:n nousuaika.



Kuva 6.7: Erilaisia tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön askelvasteita 200–1000 ms:n nousuajoilla, kun käytössä on ainoastaan laitostason jännitteensäätö. Musta katkoviiva kuvaa 90 % loistehon kokonaismuutoksesta, minkä perusteella vasteen nousuaika tässä työssä määritellään.



Kuva 6.8: Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön suljetun silmukan vahvistus- ja vaihe- vaste, kun käytössä on ainoastaan laitostason jännitteensäätö. Kuvaan merkityt mustat katkoviivat osoittavat 0,3–1,0 Hz:n järjestelmäheilahteluiden taajuuksikaistan. T_r on säädön askelvasteen 90 %:n nousuaika.

6.5 Mallin loistehokapasiteetti ja virtarajojen valinta

Mallin loistehokapasiteetti muodostuu epäsuorasti usean parametrin yhteisvaikutuksesta eikä siksi ole suoraviivaisesti aseteltavissa. Halutun toiminnallisuuden saavuttamiseksi onkin tärkeää hahmottaa logiikka, jonka mukaan mallin toiminta-alue lois- ja pätötehon suhteen muodostuu.

Merkittävä mallin toimintaa ohjaava tekijä on valinta pätö- ja loisvirran priorisoinnin välillä. Valittu asetus on kiinteä, joten mikäli todelliset tuulivoimalaitokset pystyvät vaihtamaan toimintatapaansa esimerkiksi häiriötilanteissa, tätä ei voida mallilla kuvata. CIGREn [15] mukaan tuulivoimalaitokset syöttävät tyypillisesti ensisijaisesti pätövirtaa, kun taas General Electric suosittelee mallinnusraportissaan [27] loisvirran priorisointia. Mallintamisen kannalta valinta lieneekin käytännössä tehtävä tapauskohtaisesti tarkasteltavalle laitokselle, jonka toimintatapa määräytyy sovellettavien verkkosääntöjen mukaan.

Virran priorisointivalinnan lisäksi loistehokapasiteettia rajaavat valitut maksimirajat pätö-, lois- ja kokonaisvirralle, joille käytetään merkintöjä I_{pmax} , I_{qmax} ja I_{totmax} . Malli pyrkii syöttämään ensisijaista virtalajia niin paljon, että vaadittu pätö- tai loistehotarve täyttyy kuitenkin siten, että kyseisen virtatyypin enimmäisraja ei ylitä. Toissijaista virtalajia puolestaan syötetään enintään sen verran, että kokonaisvirtaraja ja toissijaisen virtalajin raja eivät ylitä. Jos siis syötetään ensisijaisesti pätövirtaa I_p , pätö- ja loisvirran syöttöä rajoittavat seuraavat reunaehdot:

$$\begin{cases} I_p = \min \left(\frac{P_{ref}}{U_t}, I_{pmax} \right) \\ I_q \leq \min \left(\sqrt{I_{totmax}^2 - I_p^2}, I_{qmax} \right) \end{cases} \quad (6.6)$$

missä P_{ref} pätötehon ohjearvo, U_t laitoksen liitinjännite, I_p mallin syöttämä pätövirta ja I_q loisvirta.

Yhtälöryhmän (6.6) reunaehdoilla on huomattava vaikutus mallin toimintaan etenkin jännitehäiriöiden aikana. Kuvitellaan esimerkiksi tilanne, jossa liitinjännite syystä tai toisesta laskee alle nimellisarvon. Tällöin malli kasvattaa pätövirtaa pitääkseen pätötehon ohjearvossaan, minkä seurauksena kokonaisvirtarajasta jää pienempi osuus loisvirralle yhtälöryhmän (6.6) toisen ehdon mukaisesti. Tästä seuraa myös, että mikäli pätövirtaraja on asetettu hyvin lähelle kokonaisvirtarajaa, malli ei välttämättä syötä lainkaan loisvirtaa verkkoon jännitteen laskiessa. Vastaavasti syötettäessä ensisijaisesti loisvirtaa, mallin loistehon syöttö reagoi voimakkaasti jännitevaihteluihin. Tämä tapahtuu kuitenkin pätövirran kustannuksella, joten jännitevaihtelut voivat saada aikaan suuria heilahteluita mallin pätötehosta, mikäli loistehoa ei erikseen rajoiteta. Kiinteästi asetettavien virtarajojen ongelmana onkin, että niiden avulla ei voida kuvata todellisten laitosten mahdollista lyhytaikaista termistä ylikuormitettavuutta.

Tarkastellaan vielä esimerkkinä virtaraja-asettelua, joka perustuu luvussa 3.4 esitettyihin voimalaitosten järjestelmäteknisiin vaatimuksiin. Valitaan toimintatavaksi

pätövirtapriorisointi ja pätövirtarajaksi 1,0 pu, jotta laitos kykenee tuottamaan mitoitustehonsa jännitteellä 1,0 pu. Jotta VJV:n vaatimus loistehokapasiteetista täytyisi tässä toimintapisteessä, tulee mallin loisvirran ja pätövirran suhteen olla:

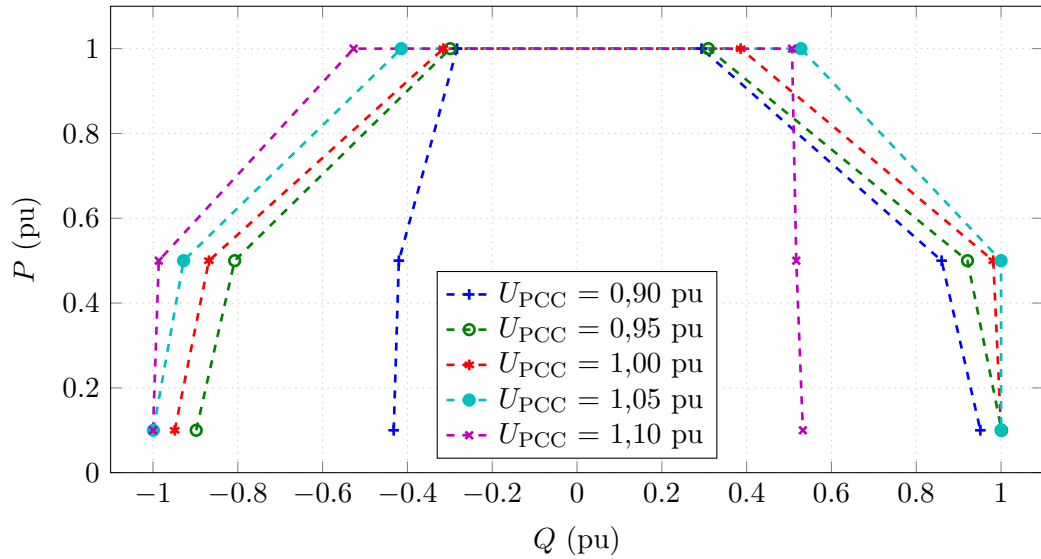
$$\frac{I_q}{I_p} = \tan(\arccos(0,95)) \approx 0,33 \text{ pu}.$$

Tästä voidaan edelleen päätellä, että kokonaisvirtarajaksi on valittava

$$I_{\text{totmax}} = \sqrt{I_p^2 + I_q^2} = \sqrt{1,0^2 + 0,33^2} \approx 1,05 \text{ pu},$$

mikäli oletetaan, että taajuusmuuttajassa ei ole ylimitoitusta.

Kuvassa 6.9 on esitetty mallin loistehokapasiteettia kuvaava PQ-diagrammi, kun virtarajat on valittu edellä kuvatun päättelyn mukaisesti. Jänniteensäätönä käytettiin laitostason ja generaattoritason säätöjen yhdistelmää. Loistehokapasiteettia tutkittiin ajamalla malli vakiotehokerroinsäädön avulla loistehokapasiteettinsa rajoille. Tämä tehtiin referenssipisteen jännitteen arvoilla 0,9–1,1 pu 0,05 pu:n välein ja tuulivoimalaitoksen pätötehon arvoilla 0,1, 0,5 ja 1,0 pu. Loistehokapasiteetti on määritetty yksittäisissä toimintapisteissä, jotka on merkitty kuvaan eri symboleihin. Toimintapisteitä yhdistävät katkoviivat eivät siis perustu laskentatuloksiin, vaan niiden tarkoitus on ainoastaan antaa käsitys mallin likimääräisestä toiminta-alueesta.



Kuva 6.9: Esimerkki WECC:n toisen sukupolven tuulivoimalaitosmallin simuloidusta loistehokapasiteetista referenssipisteen jännitteen U_{PCC} eri arvoilla. Kuvan merkintätapa $Q > 0$ vastaa tilannetta, jossa tuulivoimalaitos syöttää loistehoa verkkoon.

Kuten kuvasta 6.9 ilmenee, malli toimii melko tarkasti asetetussa toimintapisteessä pätötehon ja referenssipisteen jännitteen ollessa 1,0 pu. Vähäinen poikkeama loistehon arvosta 0,33 pu toiminta-alueen oikeassa reunassa aiheutuu siitä, että simuloinnissa liitinjännite ei tarkasti pysy arvossa 1,0 pu vaan ylittää sen, minkä seurauksena

virtarajoja vastaavat pätö- ja loistehot kasvavat vastaavassa suhteessa. Loistehokapasiteetin jyrkkä leikkautuminen jännitteillä 0,9 ja 1,1 pu aiheutuu generaattoritason loistehosäätimen ulostulon rajoittimisesta, jotka rajoittavat säätimen antamaa jänniteohjetta ääritilanteissa. Mikäli rajoittimia avataan oletusarvoistaan 0,875 pu ja 1,125 pu, toiminta-alue muuttuu yhdenmuotoiseksi muiden tilanteiden kuvaajien kanssa. Sama vaikutus saadaan aikaan myös ohittamalla generaattoritason jänniteensäätö rajoittimineen ja käyttämällä pelkkää laitostason säätöä.

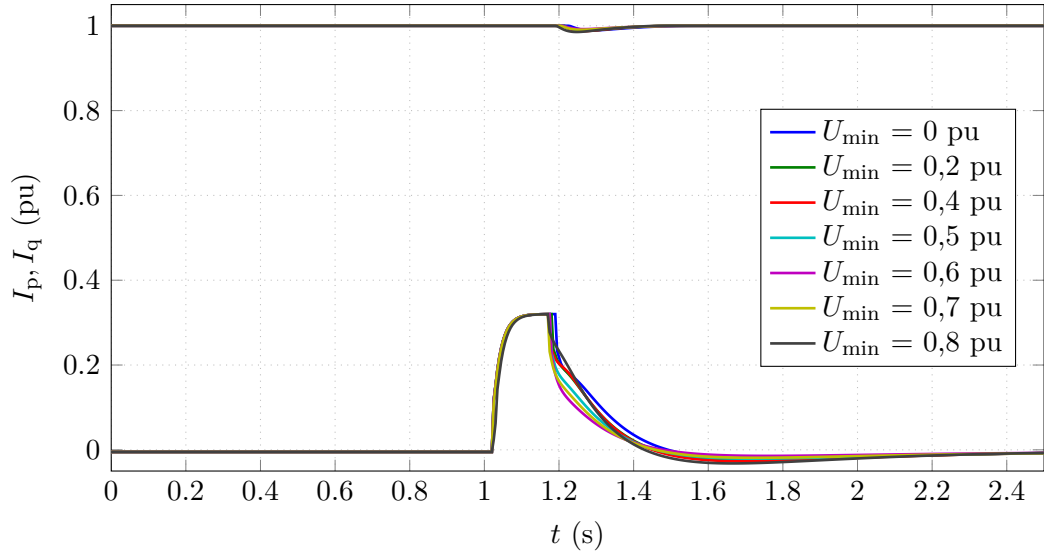
Havaintojen pohjalta voidaan esittää muutamia periaatteita, joilla mallin loistehokapasiteettia voidaan muotoilla tietyissä rajoissa vastaamaan mallinnettavan tuulivoimalaitoksen ominaisuuksia. Mikäli toiminta-aluetta halutaan kaventaa, voidaan tämä saada aikaan joko pienentämällä mallin loistehorajoittimia tai pätö- ja loisvirtarajoja I_{pmax} ja I_{qmax} . Kuvan 6.9 esimerkissä loistehorajat on asetettu arvoon $\pm 1,0$ pu, mikä saa aikaan pystysuorat rajat toiminta-alueen reunoilla. Samankaltainen vaikutus saadaan myös aikaan muuttamalla pätö- ja loisvirtarajoja, mutta tällöin loistehon rajoittumiseen vaikuttaa myös mallin liitinjännite. Toiminta-alueen kaltevaan osaan voidaan puolestaan vaikuttaa kokonaisvirtarajan asettelulla.

Esimerkkiasettelussa käytettiin yksinkertaisuuden vuoksi ainoastaan yhtä virtarajaa pätövirralle ja loisvirralle. Virtarajoille voidaan kuitenkin määritellä neljästä jännitevirta-arvoparista muodostuva ominaiskäyrä, jolla voidaan kuvata monipuolisemmin laitoksen pätö- ja loistehon käyttäytymistä. Esimerkiksi asettamalla pätövirran raja pienemmäksi alemmilla jännitteillä voitaisiin loisvirran osuutta kokonaisvirrasta kasvattaa jännitehäiriöiden aikana.

6.6 Toiminta jännitekuopan aikana ja tehon palautuminen

Tuulivoimalaitosmallin toiminta jännitekuopan aikana määräytyy luvussa 5.3.2 esitetyn tilakoneen ohjaamana, sillä jännitteen alittaessa asetetun raja-arvon malli lukitsee säädinten tilamuuttujat. Tällöin loisvirtahaaraan lisätään varsinaisen loistehonsäädön jälkeen erillinen loisvirtaohjaus, jonka suuruus sekä pitoaika vian poistuttua ovat aseteltavissa. Toinen mallin vianaikaiseen toimintaan keskeisesti vaikuttava tekijä on aseteltu kokonaisvirtaraja yhdessä virtalajin (I_p tai I_q) priorisointivalinnan kanssa. Malli pyrkii syöttämään ensisijaiseksi valittua virtaa mahdollisimman paljon, mikäli muut rajoittimet sen sallivat. Loput kokonaisvirtarajasta täytetään toissijaisella virtalajilla.

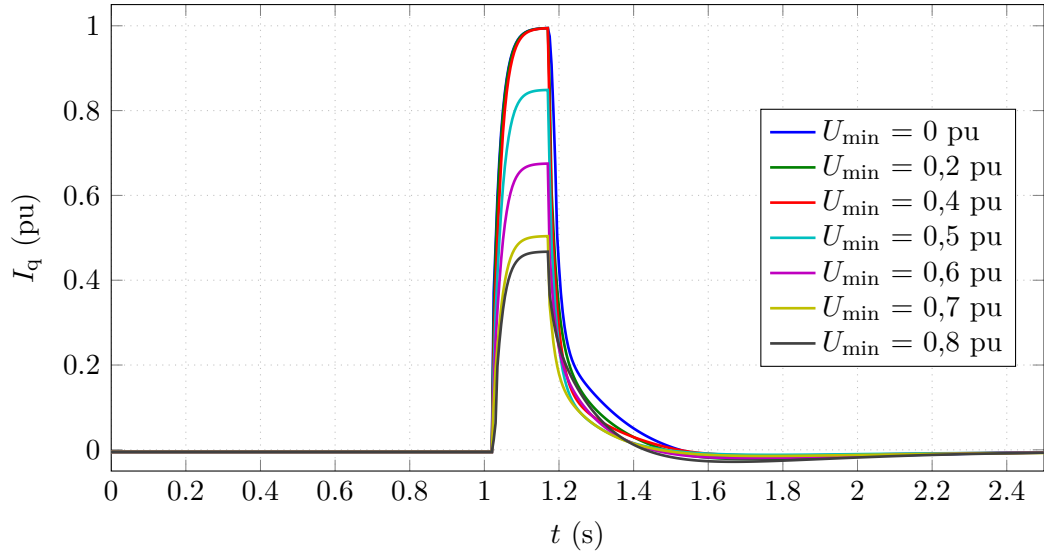
Kuva 6.10 esittää virranrajoituslogiikan toimintaa erisyyvien jännitekuoppien aikana. Malli asetettiin syöttämään ensisijaisesti pätövirtaa, ja kokonaisvirtarajaksi asetettiin 1,05 pu. Kuten luvussa 6.5 esitettiin, valittu kokonaisvirtaraja vastaa mitoitusteholla ja jännitteellä 1,0 pu likimain Fingridin voimalaitosten järjestelmätekniikan vaatimusten edellyttämää loistehokapasiteettia. Pätö- ja loisvirran erilliset virtarajat asetettiin molemmat arvoon 1,0 pu.



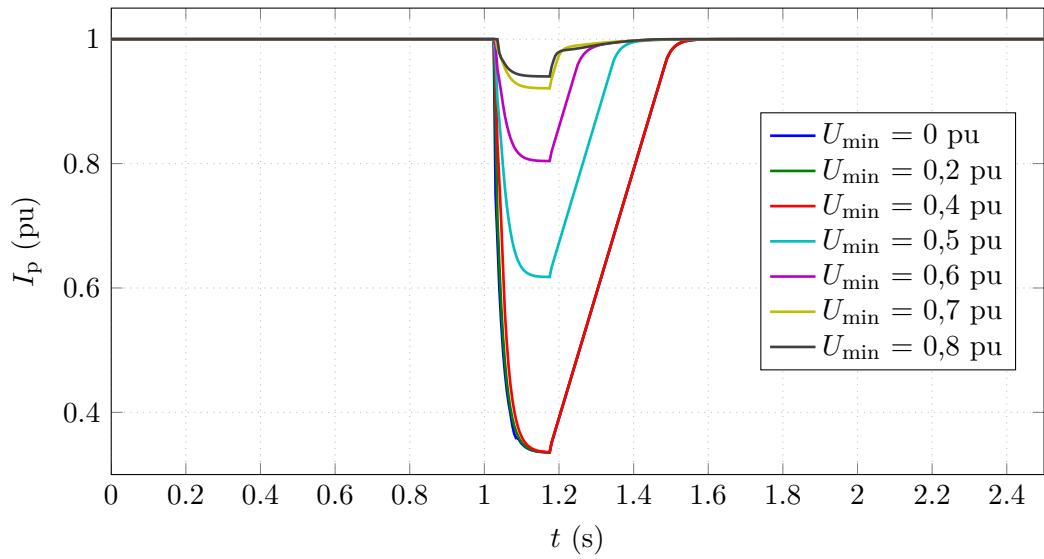
Kuva 6.10: Tuulivoimalaitosmallin pätövirta I_p (ylempi käyräparvi) ja loisvirta I_q (alempi käyräparvi) erisyyisten jännitekuoppien aikana, kun malli syöttää ensisijaisesti pätövirtaa. Jännitekuopat alkavat hetkellä $t = 1,0$ s ja kestävät noin 150 ms, ja jännite kuoppien aikana (U_{\min}) on alimmillaan 0–0,8 pu.

Jännitekuoppa alkaa hetkellä $t = 1,0$ s ja kestää noin 150 ms. Jännitteen laskiessa malli pyrkii pitämään pätövirran lähellä enimmäisarvoaan 1,0 pu, minkä seurauksena kokonaisvirtaraja sallii loisvirtaa enintään noin 0,32 pu. Pätövirran kuvaajan pieni poikkeama vakioarvosta yksi selittyy sillä, että vian poistuttua mallin liitinjännite ylittää lyhytaikaisesti arvon 1,0 pu. Tällöin säätö pienentää pätövirtaa pitäen pätötehon vakiona.

Kuvissa 6.11 ja 6.12 on esitetty tuulivoimalaitosmallin vaste erisyyisiin jännitekuoppiin, kun malli on asetettu syöttämään ensisijaisesti loisvirtaa. Kuvasta havaitaan, että valinnalla on huomattava vaikutus mallin toimintaan jännitekuoppien aikana. Malli syöttää loisvirtaa nyt jännitekuopan syvyydestä riippuen enintään 1,0 pu. Vastaavasti pätövirran suuruus vian aikana määräytyy kokonaisvirtarajan ja loisvirran perusteella ja rajautuu noin arvoon 0,32 pu. Pätötehon palautumista vian jälkeen rajoittaa pätövirran enimmäisnousunopeus, joka tässä tapauksessa oli asetettu arvoon 2,0 pu/s. Muutosnopeuden rajoittimen arvoa muuttamalla mallille voidaan kuitenkin asettaa erilaisia tehonpalautumisprofileita. Tämä on tarpeellinen ominaisuus, sillä eri valmistajien tuulivoimalaitosten vianaikaisessa toiminnassa voi olla vaihtelua.



Kuva 6.11: Tuulivoimalaitosmallin loisivirta I_q erisyyvysten jännitekuoppien aikana, kun malli syöttää ensisijaisesti loisivirtaa. Jännitekuopat alkavat hetkellä $t = 1,0$ s ja kestävät noin 150 ms, ja solmun PCC jännite kuoppien aikana (U_{\min}) on alimmillaan 0–0,8 pu.



Kuva 6.12: Tuulivoimalaitosmallin pätövirta I_p erisyyvysten jännitekuoppien aikana, kun malli syöttää ensisijaisesti loisivirtaa. Jännitekuopat alkavat hetkellä $t = 1,0$ s ja kestävät noin 150 ms, ja solmun PCC jännite kuoppien aikana (U_{\min}) on alimmillaan 0–0,8 pu.

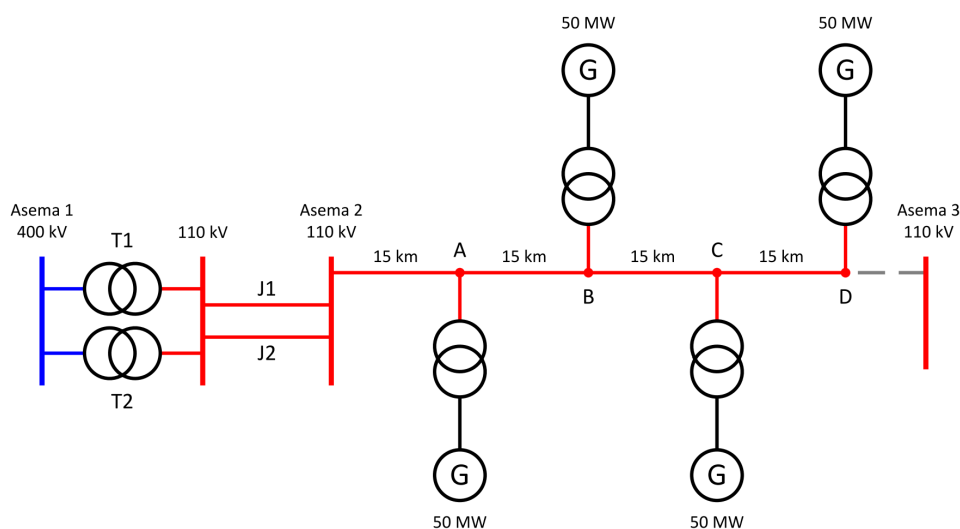
7 Mallin arvioinnissa käytetyt laskentatilanteet

Tässä luvussa esitellään laskentatilanteet, joiden perusteella tuulivoimalaitosmallin soveltuvuutta voimajärjestelmän suunnittelulaskentaan arvioitiin. Työssä tarkasteltiin tuulivoimalaitoksen liitântätavan, jännitteensäädön virityisperiaatteen sekä käyttötilanteen vaikutusta mallin toimintaan erilaisilla herähteillä.

7.1 Tarkastellut tuulivoimalaitosten liitântätavat ja herätteet

7.1.1 Tuulivoimalaitoksen liitântä säteittäisen johdon varteen

Kuva 7.1 esittää liitântää, jossa 60 km:n pituisen 110 kV:n johdon varteen liittyy 15 km:n välein neljä 50 MW:n tuulivoimalaitosta. Johto liittyy edelleen 400 kV:n sähköasemalle kahden rinnakkaisen johdon kautta. Lisäksi johdolle on olemassa varasyöttöyhteys aseman 3 kautta. 110 kV:n johtojen johdinlajiksi oletettiin 2-Duck, jonka ominaisarvoina käytettiin resistanssia $0,048 \Omega/\text{km}$, reaktanssia $0,33 \Omega/\text{km}$ ja susceptanssia $3,5 \mu\text{S}/\text{km}$.



Kuva 7.1: Laskentatarkasteluissa käytetty liitântä, jossa 110 kV:n johdon varteen on liitetty neljä 50 MW:n tuulivoimalaitosta. Tuulivoimalaitosmallit on asetettu säätämään liitântäasemiensa A–D 110 kV:n jännitettä.

Taulukko 7.1 esittää kuvan 7.1 tilanteen oikosulkutehot tuulivoimalaitosten liitântäasemilla A–D erilaisissa kytkentätilanteissa. Kuvan 7.1 normaalin kytkentätilanteen lisäksi oletetaan tilanne, jossa muuntaja T1 asemalla 1 on kytketty irti verkosta sekä tilanne, jossa muuntajan lisäksi johto J1 on kytketty irti. Jälkimmäisen tilanteen määräämä minimoikosulkuteho pisteessä D on noin 400 MVA ja tätä vastaava oikosulkusuhde 50 MW:n laitokseen suhteutettuna noin 8. Minimioikosulkuteho johdolla on samaa suuruusluokkaa myös tilanteessa, jossa johtoa syötetään varasyöttöyhteyden eli aseman 3 kautta.

Johdolle liittyvää tuulivoimakapasiteettia voidaan tarkastella verkon kannalta myös yhtenä kokonaisuutena. Keskimääräinen minimoikosulkuteho johdolla on tällöin noin 550 MVA, ja tätä vastaava oikosulkusuhte laskettuna suhteessa johdolle liitettyjen tuulivoimalaitosten kokonaistehoon on noin 3.

Taulukko 7.1: Oikosulkuteho tuulivoimalaitosten liitäntäasemilla A–D kuvan 7.1 eri kytkentätilanteissa.

kytkentätilanne	oikosulkuteho (MVA)			
	A	B	C	D
johdot J1 ja J2 sekä muuntajat T1 ja T2 kiinni	1150	800	600	500
muuntaja T1 irti	900	700	550	450
muuntaja T1 ja johto J1 irti	750	600	450	400
johtoa syötetään pelkästään aseman 3 kautta	400	450	600	800

Erilaisten oikosulkusuhteiden pohjalta voidaan määritellä kolme keskenään erilaista liitäntäskenaariota, joiden mukaan tuulivoimalaitosten jännitteensäätö voidaan virittää. Kunkin laitoksen jännitteensäätö voidaan virittää

1. yksittäisen 50 MW:n laitoksen mukaan eli oikosulkusuhteelle 8,
2. johdon keskimääräisen oikosulkutehon (550 MVA) ja koko johdolle liittyvän kapasiteetin (200 MW) mukaan eli noin oikosulkusuhteelle 3,
3. tuulivoimalaitoksen käyttöönottohetkellä johdolle liitetyn kapasiteetin mukaan olettaen, että laitokset liitetään johdolle porrastetusti. Tällöin johdolle ensimmäisenä liitetylle tuulivoimalaitokselle D käytetään oikosulkusuhteen arvoa 11 (550 MVA / 50 MW) ja vastaavasti viimeisenä liitetylle laitokselle A noin arvoa 3 (550 MVA / 200 MW).

Ensimmäinen viritystapa vastaa tilannetta, jossa jännitteensäädön viritys on tehty laitoskohtaisesti tarkastelematta laajempaa kokonaisuutta. Toisessa viritystavassa huomioidaan alusta asti myös tulevat liitännät, joilla voi olla merkitystä kokonaisuuden kannalta. Kolmas viritystapa edustaa käytäntöä, jossa huomioidaan tapauskohtaisesti jo olemassa olevat tuulivoimalaitokset, mutta ei tulevaisuudessa johdolle mahdollisesti liittyviä laitoksia.

Taulukoissa 7.2–7.4 on esitetty näitä kolmea näkökulmaa vastaavat periaatteet, joita tuulivoimalaitosmallien jännitteensäädön virityksessä sovellettiin. Jännitteensäädön askelvasteen nousuaika viritettiin porrastetusti välille 200–1000 ms siten, että lähimmäksi 400 kV:n asemaa liittyvän tuulivoimalaitoksen A säätö oli nopein. Lisäksi 400 kV:n sähköasemaa lähimmälle tuulivoimalaitokselle asetettiin sekä generaattoritason että laitostason jännitteensäätö, kun taas laitosten B, C ja D säätönä oli pelkkä laitostason jännitteensäätö. Kaikkien mallien loistehorajoittimet asetettiin arvoon $\pm 1,0$ pu.

Jännitteensäädön virityksessä käytettiin apuna luvussa 6.1 esiteltyä ekvivalenttgeneraattoriin perustuvaa verkkomallia. Ekvivalenttgeneraattorin sisäinen impedanssi asetettiin siten, että generaattorin oikosulkuteho vastasi kunkin viritystilanteen oikosulkusuhdetta. Jännitteensäädön viritys olisi voitu tehdä myös laajassa verkkomallissa, mutta säädön askelvasteen ominaisuuksia on helpompaa tarkastella yksinkertaisen verkkomallin avulla.

Taulukko 7.2: Jännitteensäädön virityspeeriaate, jossa tuulivoimalaitosmallin jännitteensäätö viritetään laitoskohtaisesti. Säädön loistehorajoittimet asetettiin arvoon $\pm 1,0$ pu. Jännitteensäädön parametrit on esitetty liitteen B taulukossa B.2.

laitos	oikosulkusuhde	jännitteensäädön toimintatapa	askelvasteen nousuaika ms
A	8	generaattori- ja laitostason säätö	200
B	8	laitostason säätö	200
C	8	laitostason säätö	500
D	8	laitostason säätö	1000

Taulukko 7.3: Jännitteensäädön virityspeeriaate, jossa tuulivoimalaitosmallin jännitteensäätö viritetään huomioiden koko johdolle liitetty tuulivoimakapasiteetti. Säädön loistehorajoittimet asetettiin arvoon $\pm 1,0$ pu. Jännitteensäädön parametrit on esitetty liitteen B taulukossa B.3.

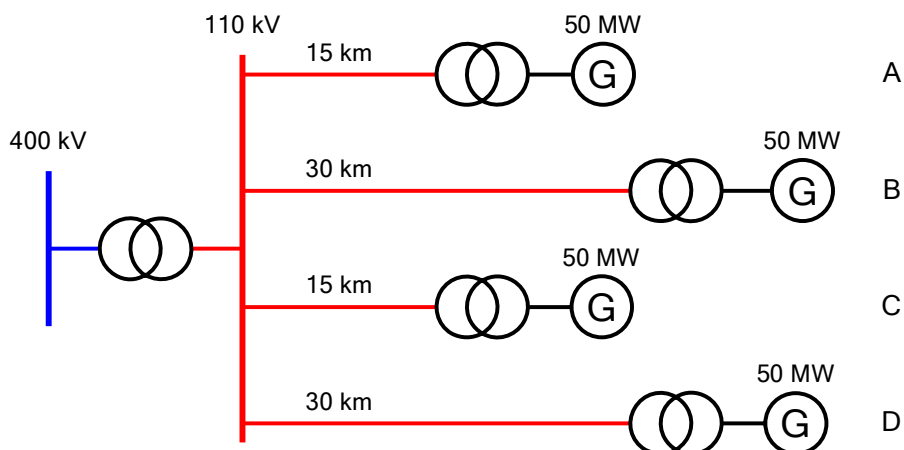
laitos	oikosulkusuhde	jännitteensäädön toimintatapa	askelvasteen nousuaika ms
A	3	generaattori- ja laitostason säätö	200
B	3	laitostason säätö	200
C	3	laitostason säätö	500
D	3	laitostason säätö	1000

Taulukko 7.4: Jännitteensäädön virityspeeriaate, jossa tuulivoimalaitosmallin jännitteensäätö viritetään huomioiden johdolle portaittain liitetty kapasiteetti. Säädön loistehorajoittimet asetettiin arvoon $\pm 1,0$ pu. Jännitteensäädön parametrit on esitetty liitteen B taulukossa B.4.

laitos	oikosulkusuhde	jännitteensäädön toimintatapa	askelvasteen nousuaika ms
A	3	generaattori- ja laitostason säätö	200
B	4	laitostason säätö	200
C	5	laitostason säätö	500
D	11	laitostason säätö	1000

7.1.2 Tuulivoimalaitoksen liitäntä sähköasemalle

Tuulivoimalaitosmallin toimintaa tutkittiin myös tilanteessa, jossa tuulivoimalaitokset liitetään sähköasemalle erillisillä säteittäisjohdoilla. Kuva 7.2 esittää tilannetta, jossa neljä 50 MW:n tuulivoimalaitosta on liitetty asemalle joko 15 tai 30 kilometrin pituisilla johdoilla. Oikosulkuteho tuulivoimalaitoksen liittymispisteessä 15 km:n johdon päässä on noin 900 MVA ja 30 km:n johdon päässä noin 650 MVA.



Kuva 7.2: Sähköasema, jolle on liitetty neljä 50 MW:n tuulivoimalaitosta. Tuulivoimalaitokset on asetettu säätämään liitäntäjohdon muuntajan yläjännitepuolen 110 kV:n jännitettä.

Taulukossa 7.5 on esitetty sähköasemalle liitettyjen tuulivoimalaitosten jännitteensäädön virityisperiaatteet. Mallien jännitteensäätö viritettiin liitäntäjohdon pään oikosulkutehon mukaan. Osa säädöistä aseteltiin nopeiksi ja osa hitaiksi siten, että saatiin joukko erilaisia liitäntäjohdon pituuden ja jännitteensäädön nopeuden yhdistelmiä. Tarkastelun yksinkertaistamiseksi kaikkien mallien jännitteensäädön toimintatavaksi asetettiin pelkkä laitostason säätö.

Taulukko 7.5: Tuulivoimalaitosten jännitteensäädölle käytetty virityisperiaate, liitäntä sähköasemalle. Mallien jännitteensäätönä on pelkkä laitostason säätö ja säädön loistehorajoitin on aseteltu arvoon $\pm 1,0$ pu. Jännitteensäädön parametrit on esitetty liitteen B taulukossa B.5.

laitos	oikosulkusuhte	askelvasteen
		nousuaika ms
A	18	200
B	13	200
C	18	1000
D	13	1000

7.1.3 Tuulivoimalaitoksen mitoitusstehon vaikutus mallin toimintaan

Tuulivoimalaitoksen mitoitusstehon vaikutusta mallin toimintaan tutkittiin taulukon 7.6 mukaisella asettelulla. Neljä tuulivoimalaitosta liitettiin säteittäisillä johdoilla sähköasemalle kuten edellisen luvun kuvassa 7.2, mutta tässä tapauksessa laitokset olivat mitoitussteholtaan 25 ja 75 MW. Jokaisen tuulivoimalaitosmallin jännitteensäätö viritettiin liittymispisteen oikosulkutehon ja laitoksen mitoitusstehon suhdetta vastaavasti. Jännitteensäätöjen nopeudet valittiin siten, että saatiin joukko erilaisia mitoitusstehon ja säädön nopeuden yhdistelmiä.

Taulukko 7.6: Sähköasemalle liitettyjen tuulivoimalaitosmallien tarkastelussa käytetty jännitteensäädön viritysperiaate, kun laitokset ovat mitoitussteholtaan erilaisia. Jännitteensäätönä käytettiin pelkkää laitostason säätöä, ja säädön loistehorajoitin asetettiin arvoon $\pm 1,0$ pu. Jännitteensäädön parametrit on esitetty liitteen B taulukossa B.6.

laitos	P_{\max} MW	oikosulkusuhte	askelvasteen nousuaika ms
A	75	12	200
B	25	26	1000
C	25	36	200
D	75	9	1000

7.1.4 Herätteet

Seuraavassa esitellään herätteet, joiden avulla mallin toimintaa arvioitiin erilaisissa liitäntätilanteissa.

Lähioikosulku

Lähioikosulun simuloinnin alkutilanteessa toinen kuvan 7.1 aseman 1 muunnoista oli kytketty irti. Lähioikosulku simuloitiin siten, että hetkellä $t = 1,0$ s asemalle 2 luotiin kestoltaan 150 millisekunnin kolmivaiheinen oikosulku. Tämän jälkeen vika poistettiin ja kuvan 7.1 johto J1 sekä tuulivoimalaitos A kytkettiin irti.

Johdon irtikytkennän jälkeen tuulivoimalaitosten näkemä verkon kytkentä vastasi minimioikosulkuutilannetta, jossa mallien jännitteensäädön viritys tehtiin. Koska tavoitteena oli arvioida erityisesti mallin numeerista toimintaa, vikaa simuloidesa tehtiin yksinkertaistus eikä pikajälleenkytkentää simuloitu. Samasta syystä myös vika-aika oli normaalia suojauksen 100 ms:n toiminta-aikaa pidempi ja laitos A irtotettiin vian jälkeen verkosta.

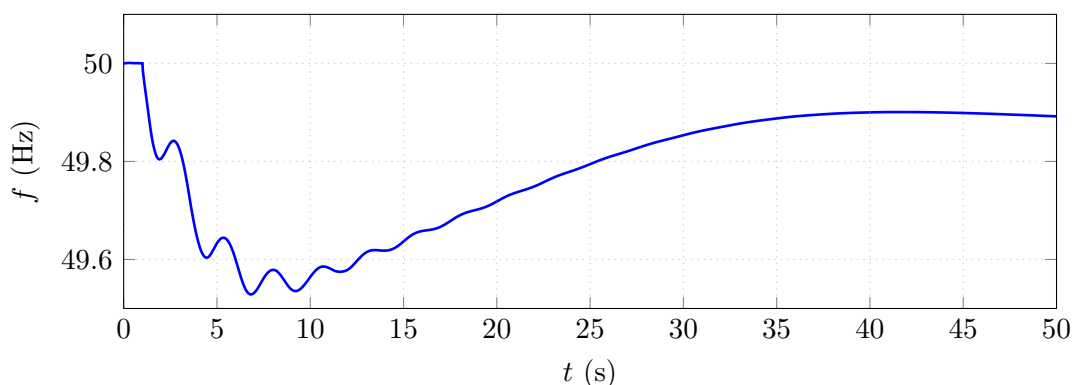
Sähköasemaliitännässä lähioikosulku simuloitiin tuulivoimalaitoksen A liitäntäjohdolla. Vian kesto oli tilanteessa 150 ms, ja vian poistuttua laitos A kytkettiin irti verkosta. Myös tässä tilanteessa vian simuloinnissa tehtiin yksinkertaistus eikä pikajälleenkytkentää tai suojauksen tyypillistä toimintaa huomioitu.

Sähkömekaaniset heilahtelut

Tuulivoimalaitosmallin vastetta sähkömekaanisiin heilahteluihin tutkittiin simuloimalla järjestelmähäiriö. Järjestelmähäiriö on lähivikaa merkittävämpi ja vaikutuksiltaan laajempi voimajärjestelmän häiriö, joka tässä tapauksessa herättää Suomen ja Ruotsin väliset 0,3 Hz:n sähkömekaaniset heilahtelut.

Taajuushäiriö

Tuulivoimalaitosmallin toimintaa taajuushäiriössä tarkasteltiin simuloimalla tilanne, jossa järjestelmästä irtosi generaattoreita ja taajuus laski alimmillaan noin arvoon 49,5 Hz. Kuvassa 7.3 on esitetty järjestelmän taajuus häiriön aikana. Taajuushäiriöön yhdistyy myös 0,3 Hz:n sähkömekaanisia heilahteluita. Taajuushäiriö yhdistettynä sähkömekaanisiin heilahteluihin on hyvä tapa arvioida mallin numeerista vakautta, sillä häiriön aikana järjestelmän osoitinsuureiden itseisarvot, kulmat ja pyörimisnopeus vaihtelevat samanaikaisesti.

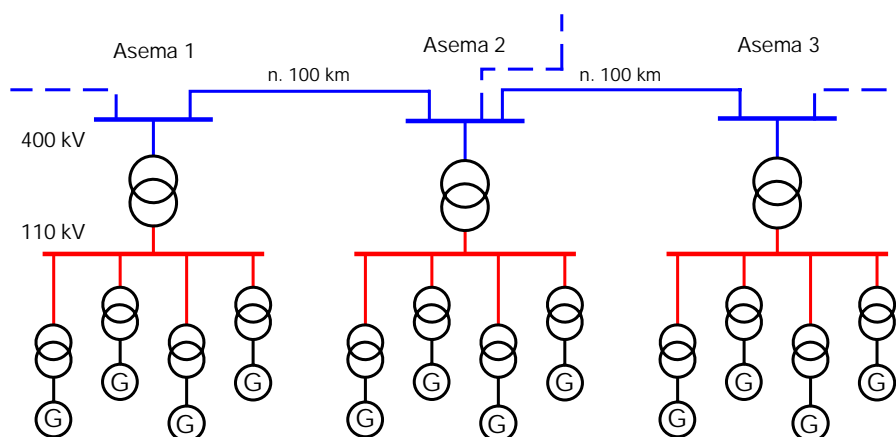


Kuva 7.3: Järjestelmän taajuus laskentatilanteessa, jossa tarkasteltiin tuulivoimalaitosmallin toimintaa taajuushäiriössä.

7.2 Mallin jännitteensäädön toiminnan arviointi erilaisissa käyttötilanteissa

7.2.1 Verkkomalli

Käyttötilanteen ja jännitteensäädön viritysperiaatteen vaikutusta mallin toimintaan tutkittiin käyttämällä luvussa 7.1.2 esiteltyä liitäntätyyppiä, jossa neljä 50 MW:n tuulivoimalaitosta on liitetty 400 kV:n sähkösemalle. Asemia sijoitettiin simuloinneissa yhdestä kolmeen kappaletta samalle maantieteelliselle alueelle. Kuva 7.4 esittää osaa simuloinneissa käytetystä verkkomallista.



Kuva 7.4: Osa laskentatarkasteluissa käytetystä verkkomallista. Kullekin asemalle on liitetty neljä 50 MW:n tuulivoimalaitosta 15 ja 30 km:n pituisilla 110 kV:n johdoilla.

7.2.2 Käyttötilanteet

Tarkastelun kohteena oli kolme erilaista käyttötilannetta:

1. minimioikosulkutehoa vastaava käyttötilanne, jossa tuulivoimalaitosten liitäntäasemia lähellä sijaitsevaa muuta tuotantoa on kytketty irti ja aseman muuntaja on keskeytyksessä,
2. talviyön vientitilanne, jossa tehoa siirretään Suomesta pohjoisten vaihtosähkösähteyksien kautta Ruotsiin ja
3. käytön palautus laajan häiriön jälkeen.

Taulukko 7.7 esittää oikosulkutehot liitäntäasemien 110 kV:n kiskossa eri käyttötilanteissa. Taulukko 7.8 puolestaan esittää tarkemmin minimioikosulkutilanteen oikosulkutehot asemien 110 kV:n kiskossa sekä tuulivoimalaitosten 110 kV:n liitäntäjohtojen päissä. Tuulivoimalaitosmallien jännitteensäädöt viritettiin minimioikosulkutilanteeseen.

Vientitilanteessa ja minimioikosulkutehon tilanteessa tuulivoimalaitosmallit asetettiin tuottamaan 95 % maksimipäätötehostaan. Verkon palautustilanteessa mallien

pätötehoksi asetettiin 25 % maksimipätötehostä, sillä on perusteltua olettaa, että tuulivoimalaitokset toimivat näin poikkeuksellisessa tilanteessa vain osateholla.

Taulukko 7.7: Oikosulkuteho tuulivoimalaitosten liitäntäasemien 110 kV:n kiskossa eri käyttötilanteissa.

oikosulkuteho (MVA)			
	Asema 1	Asema 2	Asema 3
minimioikosulkuteho	950	500	700
normaali tilanne	2700	3100	2700
käytön palautus	750	650	550

Taulukko 7.8: Oikosulkutehot minimioikosulkutilanteessa, jonka mukaan tuulivoimalaitosmallien jännitteensäädöt viritettiin. Jännitteensäädön parametrit on esitetty liitteen B taulukoissa B.7–B.10.

oikosulkuteho (MVA)			
	Asema 1	Asema 2	Asema 3
aseman 110 kV:n kisko	950	500	700
15 km:n liitäntäjohto	700	450	550
30 km:n liitäntäjohto	550	350	450

7.2.3 Jännitteensäädön virityisperiaatteet

Kunkin liitäntäaseman tuulivoimalaitosmallien jännitteensäätö viritettiin minimioikosulkutilanteen mukaan. Virityksessä käytetty oikosulkusuhde laskettiin kahdella eri periaatteella: laitoskohtaisesti liitäntäjohtoon päässä oikosulkutehon suhteena yksittäisen tuulivoimalaitoksen mitoitusoteeseen ja aseman oikosulkutehon suhteena asemalle liitettyjen tuulivoimalaitosten yhteistoteeseen. Näillä kahdella virityisperiaatteella tarkasteltiin sekä nousuajaltaan nopeita että hitaita jännitteensäädön virityksiä. Jokaiselle tuulivoimalaitosmallille saatiin siten neljä erilaista parametrisarjaa, mitä havainnollistaa taulukko 7.9.

Lisäksi tutkittiin jännitteensäädön rakenteen vaikutusta mallin toimintaan etsimällä taulukon 7.9 mukaiset viritykset sekä pelkälle laitostason jännitteensäädölle että kaskadikytketylle laitos- ja generaattoritason jännitteensäädölle. Jännitteensäädön loistehorajoiksi asetettiin kaikissa tapauksissa $\pm 1,0$ pu, kokonaisvirtarajaksi 1,05 pu ja pätö- ja loisvirtarajoiksi 1,0 pu. Jännitteensäädön statiikaksi asetettiin 5 %.

Taulukko 7.9: Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön virityksessä sovelletut periaatteet.

Parametrisarja	oikosulkusuhte laskettu	askelvasteen nousuaika ms
1	yksittäiselle voimalaitokselle	200
2	koko asemalle	200
3	koko asemalle	1000
4	yksittäiselle voimalaitokselle	1000

7.2.4 Herätteet

Vientitilanteen ja minimioikosulkusuhteen käyttötilanteen simuloinneissa tarkasteltiin mallin toimintaa järjestelmähäiriössä. Järjestelmähäiriö on vaikutuksiltaan laajempi voimajärjestelmän häiriö, joka tässä tapauksessa herättää Suomen ja Ruotsin väliset 0,3 Hz:n sähkömekaaniset heilahtelut. Tämän lisäksi tarkasteltiin liitäntäaseman 400 kV:n muuntajan alajännitepuolella tapahtuvaa 150 millisekunnin vikaa, jonka seurauksena muuntaja kytketään irti verkosta ja tuulivoimalaitokset jäävät 110 kV:n verkon varaan. Tällöin tuulivoimalaitosten näkemä verkon oikosulkuteho pienenee merkittävästi ja vastaa tilannetta, jossa minimioikosulkutehot on laskettu.

Käytönpalautustilanteessa mallin herätteinä käytettiin sähköasemalla sijaitsevien reaktoreiden kytkentää. Reaktorien kytkennät tyhjäkäyvien johtojen varausloistehon kompensoimiseksi ovat mahdollisia tapahtumia tilanteessa, jossa järjestelmää palautetaan käyttöön suurhäiriön jälkeen.

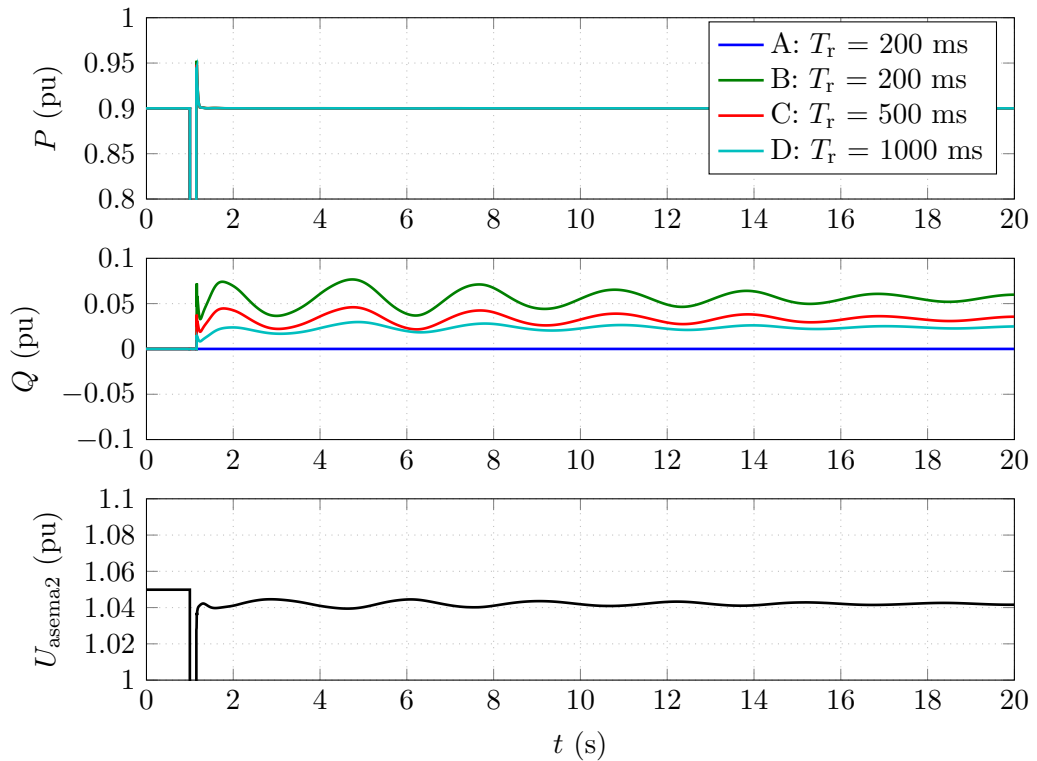
8 Laskentatilanteiden tulokset

Tässä luvussa esitetään työn laskentatarkasteluiden keskeiset tulokset. Laskentatilanteissa tarkasteltiin tuulivoimalaitoksen liitântätavan, jännitteensäädön viritysperiaatteen sekä käyttötilanteen vaikutusta mallin toimintaan erilaisilla heräteillä.

8.1 Tuulivoimalaitosmallin liitântä säteittäisen johdon varteen

8.1.1 Mallin toiminta lähioikosulussa

Kuva 8.1 esittää johdon varteen liitettyjen tuulivoimalaitosmallien jännitteensäätöjen vasteet lähioikosulkuun, kun mallien jännitteensäädöt on viritetty laitoskohtaisesti. Havaitaan, että verkkoon jääneistä tuulivoimalaitoksista lähimpänä asemaa sijaitsevan laitoksen B säätö on hallitseva eikä laitoksen D säätö juurikaan reagoi vikaan. Tätä selittää toisaalta se, että laitoksen B säätö on nopein, ja toisaalta se, että lähimpänä asemaa myös jännite heilahtelee eniten. Saadut tulokset olivat samankaltaisia riippumatta siitä, viritettiinkö jännitteensäätö laitoskohtaisesti vai huomioiden kaikki johdolle liitetyt tuulivoimalaitokset.

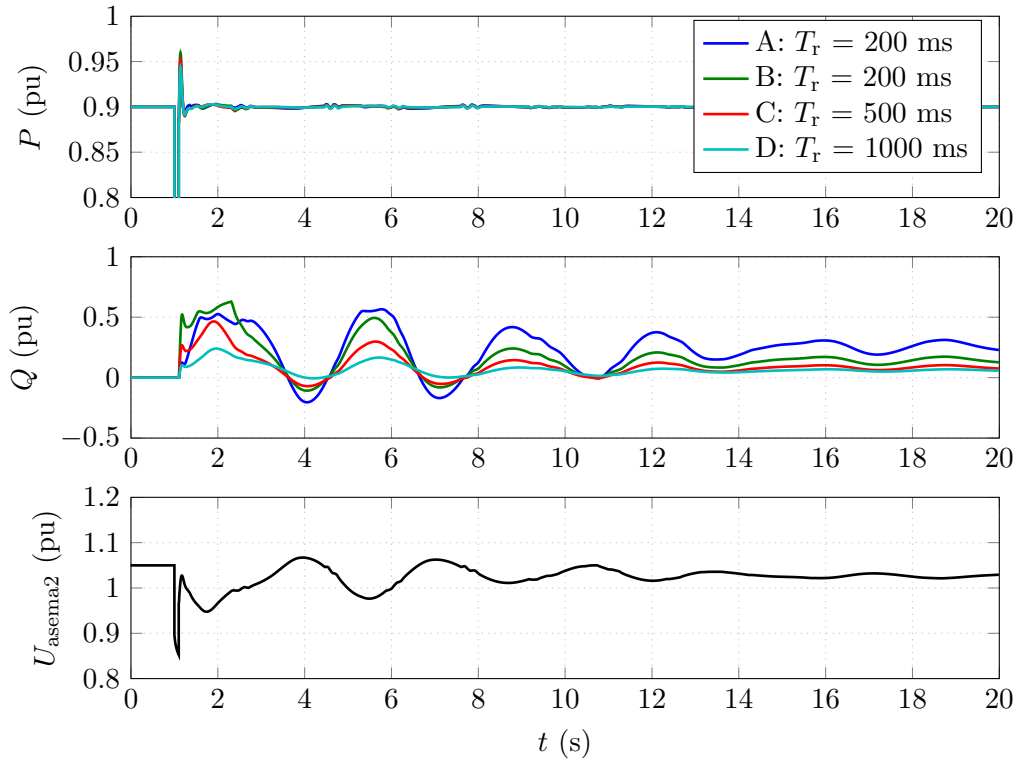


Kuva 8.1: Johdon varteen liitettyjen tuulivoimalaitosmallien A–D vasteet lähioikosulkuun, jonka jälkeen toinen tuulivoimalaitoksia syöttävistä rinnakkaisista johdoista ja tuulivoimalaitos A irtoavat verkosta. T_r on mallin jännitteensäädön askelvasteen 90 %:n nousuaika.

8.1.2 Mallin vaste sähkömekaanisiin heilahteluihin

Kuvassa 8.2 on esitetty johdon varteen liitettyjen tuulivoimalaitosmallien vasteet sähkömekaanisiin heilahteluihin, kun mallien jännitteensäätö on viritetty laitoskohtaisesti. Loistehon Q kuvaajista käy ilmi jännitteensäätöjen keskinäinen ero: asemaa lähin laitos A reagoi muutokseen eniten ja D vastaavasti vähiten. Pätötehdossa ei sen sijaan näy merkittävää heilahtelua, mikä on odotettavissa, sillä mallit on asetettu syöttämään ensisijaisesti pätövirtaa.

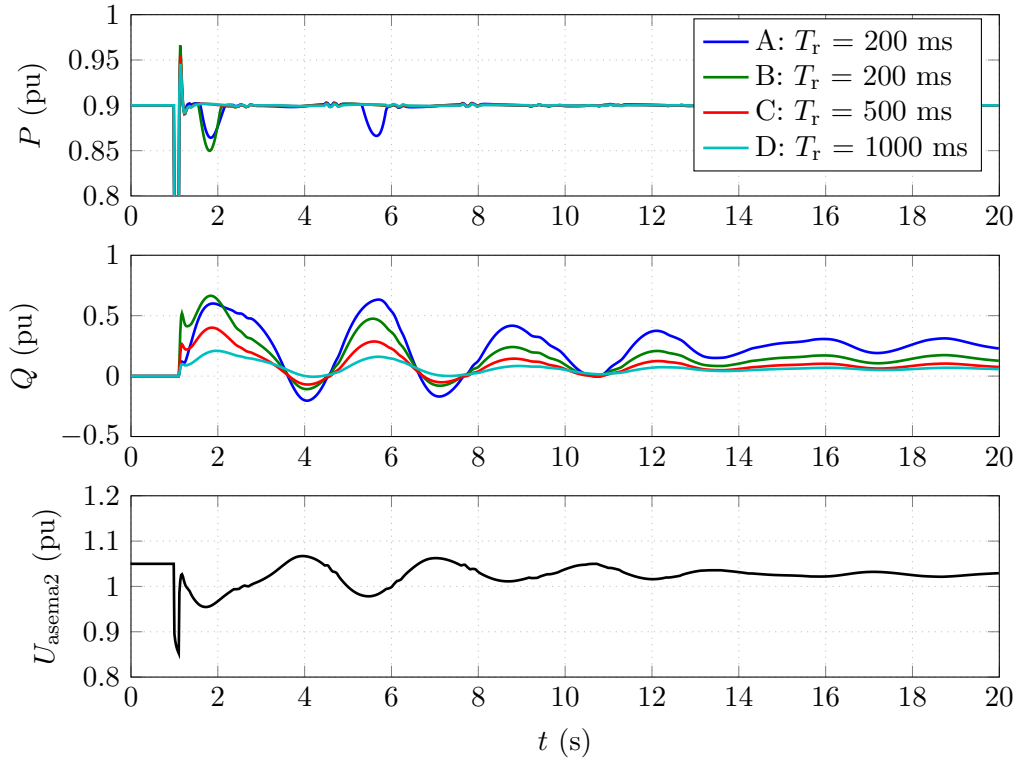
Koska mallit on asetettu syöttämään ensisijaisesti pätövirtaa, kokonaisvirtaraja leikkaa mallien loistehoa suurimpien jänniteheilahtelujen aikana. Tämä ilmenee kuvassa kahden ensimmäisen heilahdusjakson aikana. Pätötehdossa ja aseman jännitteessä havaittavat pienet epälineaarisuudet aiheutuvat Kangasalan sähköaseman staattisen loistehon kompensattorin (SVC) vasteesta häiriöön eivätkä siis ole seurausta tuulivoimalaitosmallien jännitteensäädön ominaisuuksista.



Kuva 8.2: Johdon varteen liitettyjen tuulivoimalaitosmallien A–D vasteet sähkömekaanisiin heilahteluihin, kun mallien jännitteensäädöt on asetettu syöttämään ensisijaisesti pätövirtaa. T_r on säädön askelvasteen 90 %:n nousuaika.

Mikäli mallit asetetaan syöttämään ensisijaisesti loisvirtaa, saadaan kuvan 8.3 mukaiset vasteet. Kokonaisvirtarajan merkitys nähdään laitoksen A käyttäytymisestä hetkinä, joina jännite heilahtaa alas. Tällöin malli lisää loistehon syöttöä ja pätötehoa syötetään vähemmän – ääritapauksessa loisteho voi kasvaa 1,0 pu:n rajaansa asti ja pätöteho romahtaa hyvin alas.

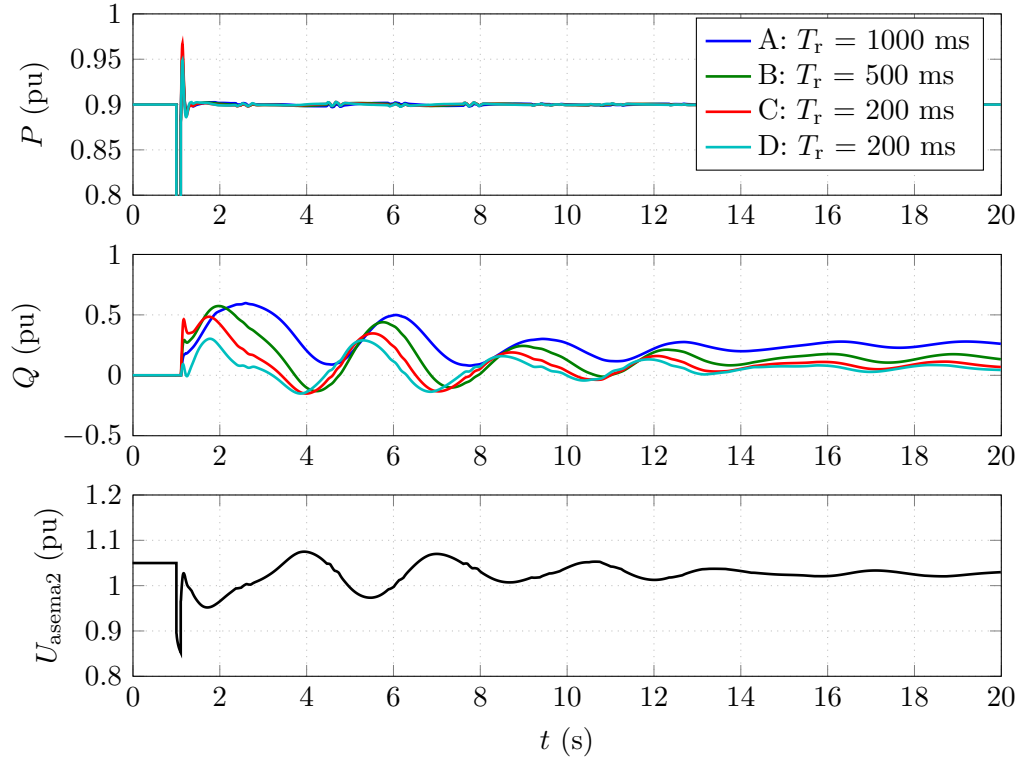
Pätötehon heilahtelu jännitteen mukana ilmenee lähinnä tilanteissa, joissa tuulivoimalaitosmallin pätöteho on asetettu lähelle mitoitusastetta. Toiminta mitoitusastella ei kuitenkaan ole käytännössä tuulivoimalaitoksille kovinkaan yleistä, sillä laitosten teho vaihtelee tuuliolosuhteiden mukaan. Mallin testaamisen kannalta tällainen äärrajaja lähellä oleva toimintapiste on kuitenkin kiinnostava. Mikäli mallia käytetään tällaisessa toimintapisteessä, on huomioitava pätö- ja loistehon kytkeytyminen toisiinsa kokonaisvirtarajan kautta. Mallin pätötehon heilahtelua voidaan myös välttää loistehorajoittimien asettelulla, vaikka syötettäisiinkin ensisijaisesti loisvirtaa. Loistehorajoittimen toimintaa on arvioitu tarkemmin luvussa 8.1.3.



Kuva 8.3: Johdon varteen liitettyjen tuulivoimalaitosmallien A–D vasteet sähkömekaanisiin heilahteluihin, kun tuulivoimalaitosmallien jännitteensäädöt on asetettu syöttämään ensisijaisesti loisvirtaa. T_r on säädön askelvasteen 90 %:n nousuaika.

Jännitteensäädön vastetta sähkömekaanisiin heilahteluihin tutkittiin myös siten, että mallien jännitteensäädöt oli viritetty koko johdolle liitetty kapasiteetti huomoiden. Tulokset eivät kuitenkaan merkittävästi poikenneet laitoskohtaisella viritystavalla saaduista tuloksista. Osin tulosten samankaltaisuutta selittää se, että hitaimpienkin laitosten säädöt ovat kuitenkin melko nopeita, vaikka suhteellisia eroja askelvasteiden nousuajoissa voidaankin pitää suurina. Lisäksi johdon loppupään laitosten virityksellä ei ole kovinkaan suurta merkitystä, sillä asemaa lähimmät laitokset A ja B hallitsevat jännitteensäätöä sekä sijaintinsa että nopeamman virityksen vuoksi. Siten neljän tuulivoimalaitoksen tarkastelu pelkistyy tässä tapauksessa asemaa lähinnä sijaitsevien yhden tai kahden tuulivoimalaitoksen tarkasteluksi.

Edellä tarkastelluissa tilanteissa lähimpänä asemaa sijaitsevan tuulivoimalaitoksen jännitteensäätö oli viritetty nopeimmaksi. Kuitenkin myös säätöjen käänteinen nopeusjärjestys voi tulla esiin tilanteessa, jossa johtoa syötetään varasyöttöyhteyden kautta. Tällöin asemaa lähinnä oleva laitoksen säätö onkin hitain. Kuva 8.4 esittää mallien vasteet sähkömekaanisiin heilahteluihin tilanteessa, jossa jännitteensäätöjen nopeusjärjestys on käännetty. Vaihe-ero ensimmäisen ja viimeisen laitoksen loistehojen välillä on suurimmillaan heilahtelujen alussa ja kuvasta 8.4 karkeasti arvioituna noin 90 astetta. On perusteltua olettaa, että riittävän suuri vaihe-ero voisi saada eri laitosten jännitteensäädöt toimimaan ristiin.



Kuva 8.4: Johdon varteen liitettyjen tuulivoimalaitosmallien A–D vasteet järjestelmähäiriöön, kun tuulivoimalaitosmallien jännitteensäädöt on viritetty käännettyyn nopeusjärjestykseen. T_r on säädön askelvasteen 90 %:n nousuaika. Lähinnä asemaa olevan laitoksen A jännitteensäätö on siis viritetty hitaimmaksi.

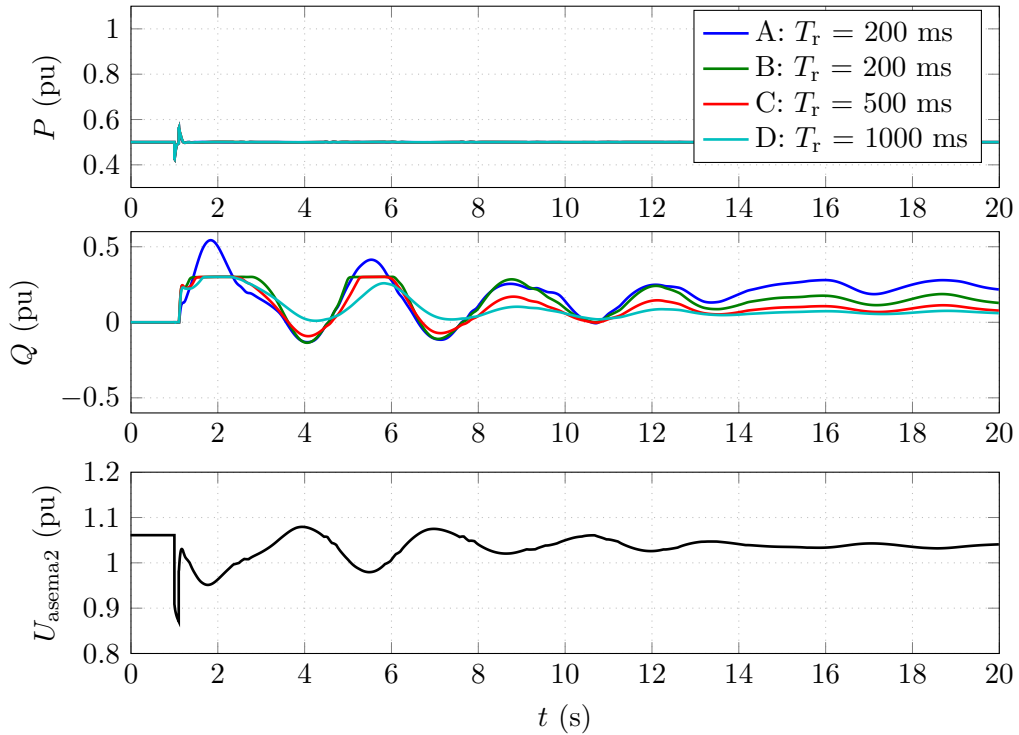
8.1.3 Mallin loistehokapasiteetti, rajoittimet ja toimintapisteen vaikutus rajoittimien toimintaan

Mallin syöttämää loistehoa voidaan rajoittaa joko laitostason mallin tai generaattoritason säätöjärjestelmän mallin rajoittimilla. Loistehorajoittimien toimintaan vaikuttaa kuitenkin merkittävästi myös toimintapiste, jossa mallia käytetään.

Oletetaan, että malli toimii mitoitusteholla ja virtarajoiksi on valittu tämän toimintapisteen mukaisesti $I_{pmax} = 1,0$ pu, $I_{qmax} = 1,0$ pu ja $I_{totmax} = 1,05$ pu. Tällöin kokonaisvirtaraja alkaa helposti rajoittaa mallin loistehoa jo ennen varsinaisia

loistehorajoja, ellei loistehorajoja ole asetettu hyvin alas. Sen sijaan jos syötetäänkin ensisijaisesti loisvirtaa, loistehon rajoittimilla on enemmän merkitystä ja niillä voidaan esimerkiksi estää pätötehon heilahtelua tilanteissa, joissa mallin loistehon syöttö kasvaa merkittävästi.

Jos mallin toimintapiste on valittu selvästi mitoitusastetta alemmaksi, esimerkiksi 50 % laitoksen mitoitusastesta, loistehoa rajoittaa joko loisvirtaraja tai loisteholle asetetut rajoittimet. Sen sijaan kokonaisvirtarajan vaikutus ei tule kovin helposti esiin mallin toimiessa osateholla. Esimerkki loistehorajojen toiminnasta on kuvassa 8.5, jossa loistehorajoitin leikkaa laitosten B, C ja D loistehon arvoon 0,3 pu. Rajoittimien toimintaan vaikuttaa siis valittujen virtarajojen ja loistehorajojen lisäksi myös mallin toimintapiste, joten rajoittimien asettelussa on käytettävä harkintaa.



Kuva 8.5: Johdon varteen liitettyjen tuulivoimalaitosmallien A–D vasteet järjestelmähäiriöön, kun mallien loistehorajoittimet on asetettu arvoon $\pm 0,3$ pu ja mallit syöttävät ensisijaisesti pätövirtaa. T_r on säädön askelvasteen 90 %:n nousuaika.

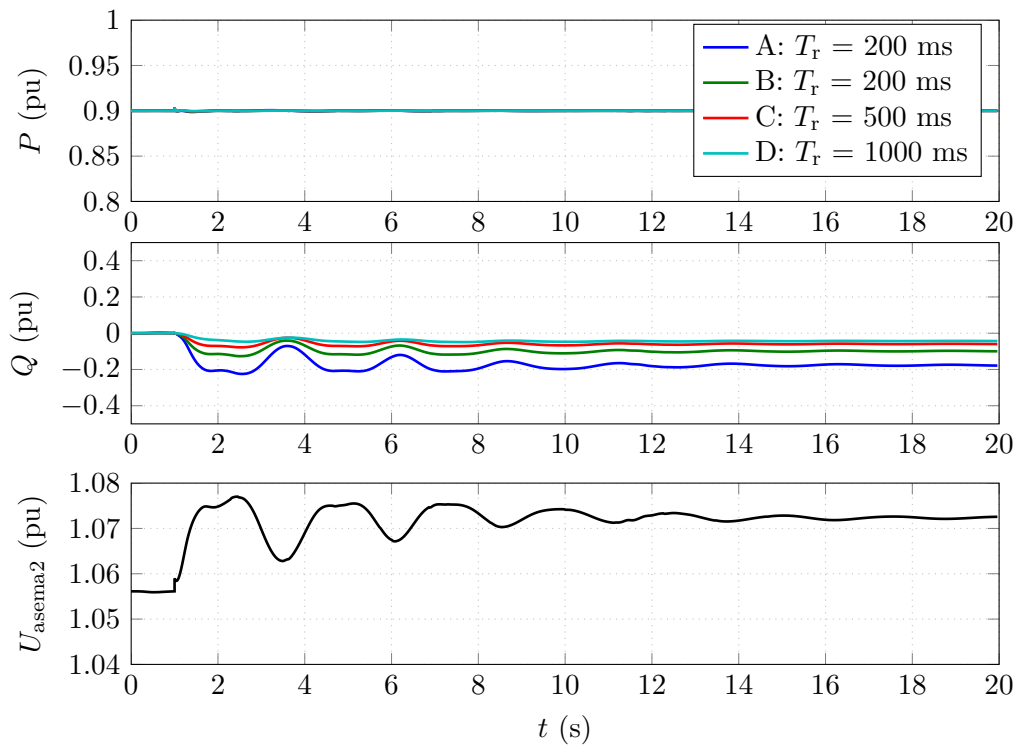
Rajoittimien toiminnan kannalta on myös ratkaisevaa, käytetäänkö mallin jännitteensäätönä pelkkää laitostason säätöä vai sekä generaattoritason että laitostason säätöä. Generaattoritason jännitteensäädössä loistehorajoittimet ovat lohkokaaviossa ennen loistehon ja liitinjännitteen takaisinkytkentöjä. Tästä seuraa, että säädin voi antaa loistehorajat ylittäviä ohjauksia, mikäli säädinten rajoittimet jänniteohjeelle ja virtaohjeelle sekä virranrajoituslogiikka sen sallivat. Vaikka molemmille säätöpiireille voidaan siis asettaa loistehorajat, generaattoritason säädössä loistehorajoilla ei käytännössä ole merkitystä. Tämä voidaan todeta myös kuvasta 8.5 laitoksen A kuvaajasta: vaikka kaikkien laitosten malleille on asetettu loistehora-

joittimet, laitos A ylittää rajoittimen arvon $Q = 0,3$ pu. Siten pelkän laitostason jännitteensäädön käyttäminen voi olla suoraviivaisempaa paitsi säädön virittämisen, myös rajoittimien asettelun osalta.

8.1.4 Mallin toiminta taajuushäiriössä

Kuvassa 8.6 on esitetty johdon varteen liitettyjen tuulivoimalaitosmallien vasteet taajuushäiriöön. Havaitaan, että mallit syöttävät häiriön aikana vakiopätötehoa. Tulos on johdonmukainen, sillä simuloinnissa malliin ei ollut kytketty taajuudensäätöä mallintavaa osaa, vaan pätötehon ohjearvona oli simuloinnin alkuhetken vakioarvo. Tämä vastaa muuttuvanopeuksisen tuulivoimalaitoksen toimintaa, mikäli laitokseen säätöjärjestelmiä ei ole suunniteltu jäljittelemään tahtigeneraattoreille ominaista hitausmassan vastetta järjestelmän taajuuden muutoksiin.

Malliin on saatavilla myös taajuudensäätöä mallintava lohko, mutta ainakaan raportin [8] julkaisuaikana sen toimintaa ei vielä ollut todennettu. Lohko on joka tapauksessa tarkoitettu lähinnä pätötehon alassäätöön ylitaajuustilanteissa eikä sitä tulisi käyttää ylös säädön mallintamiseen, ellei tuulivoimalaitoksella ole tällaista toimintatapaa. [8]

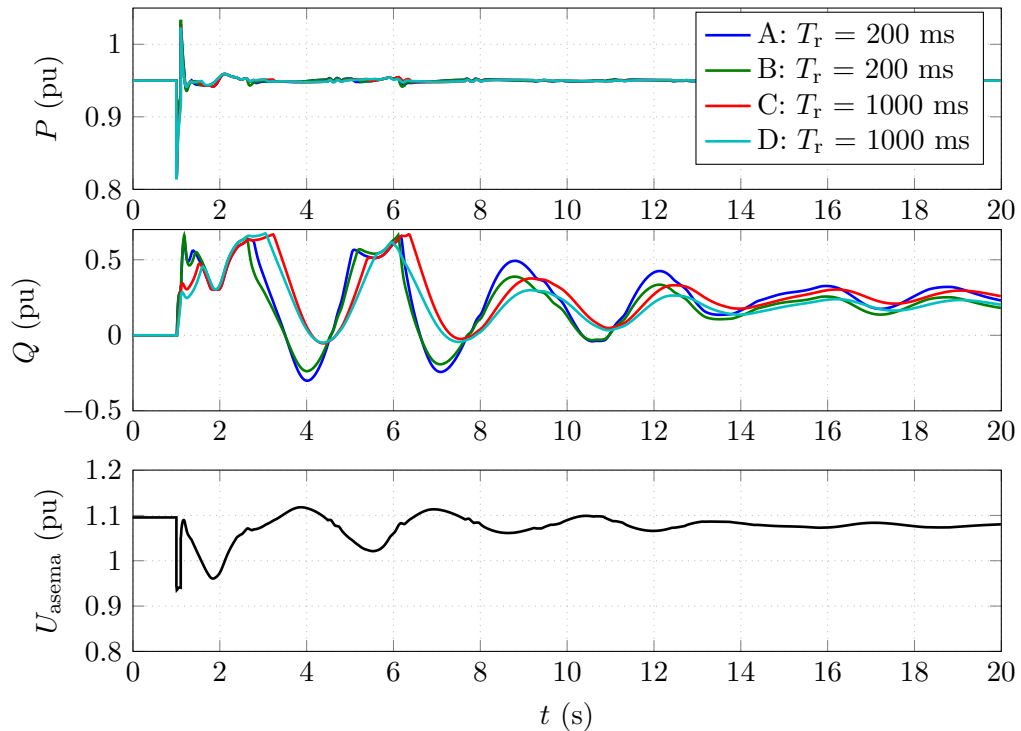


Kuva 8.6: Johdon varteen liitettyjen tuulivoimalaitosmallien A–D vasteet taajuushäiriöön. T_r on mallin jännitteensäädön askelvasteen 90 %:n nousuaika.

8.2 Tuulivoimalaitosmallin liitäntä sähköasemalle

8.2.1 Mallin vaste sähkömekaanisiin heilahteluihin

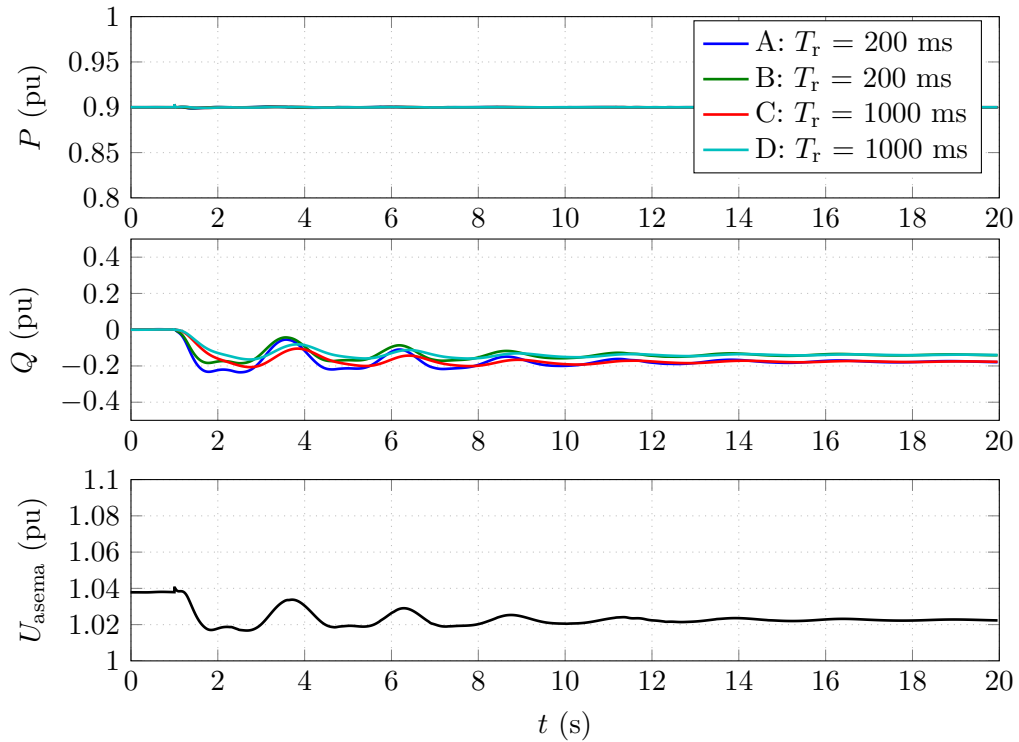
Kuvassa 8.7 on esitetty sähköasemalle liitettyjen mallien vasteet sähkömekaanisiin heilahteluihin, kun mallit on asetettu syöttämään ensisijaisesti pätövirtaa. Havaitaan, että erinopeuksisten säätöjen vasteet poikkeavat toisistaan jonkin verran eli laitosten A ja B vasteet ovat hieman eri vaiheessa kuin laitosten C ja D vasteet. Laitosten A ja B vasteet ovat keskenään varsin yhtenevät, kuten myös laitosten C ja D vasteet. Erot liitäntäjohdon pituudessa eivät siis merkittävästi näy vasteissa, mikä on loogista, sillä johdon pituus huomioitiin jänniteensäätöjen virityksessä.



Kuva 8.7: Sähköasemalle liitettyjen tuulivoimalaitosmallien A–D vasteet sähkömekaanisiin heilahteluihin, kun mallien jänniteensäädöt on asetettu syöttämään ensisijaisesti pätövirtaa. T_r on säädön askelvasteen 90 %:n nousuaika.

8.2.2 Mallin toiminta taajuushäiriössä

Kuvassa 8.8 on esitetty sähköasemalle liitettyjen tuulivoimalaitosmallien vasteet taajuushäiriöön. Pätöteho pysyy vakiona eli vaste on johdonmukainen, kuten edellä todettiin myös johdonvarsiliitännän tarkastelun yhteydessä. Mallin toimintaan vaikuttavat tässäkin tapauksessa valitut virtarajat ja jännitteen jäykkyys liittymispisteessä. Mikäli mallin pätöteho on lähellä mitoitustehoa ja jännite heilahtelee taajuushäiriön aikana riittävästi, malli voi ajautua pätövirtarajaansa vasten, minkä seurauksena mallin syöttämä pätöteho voi alkaa heilahdella jännitteen mukana.

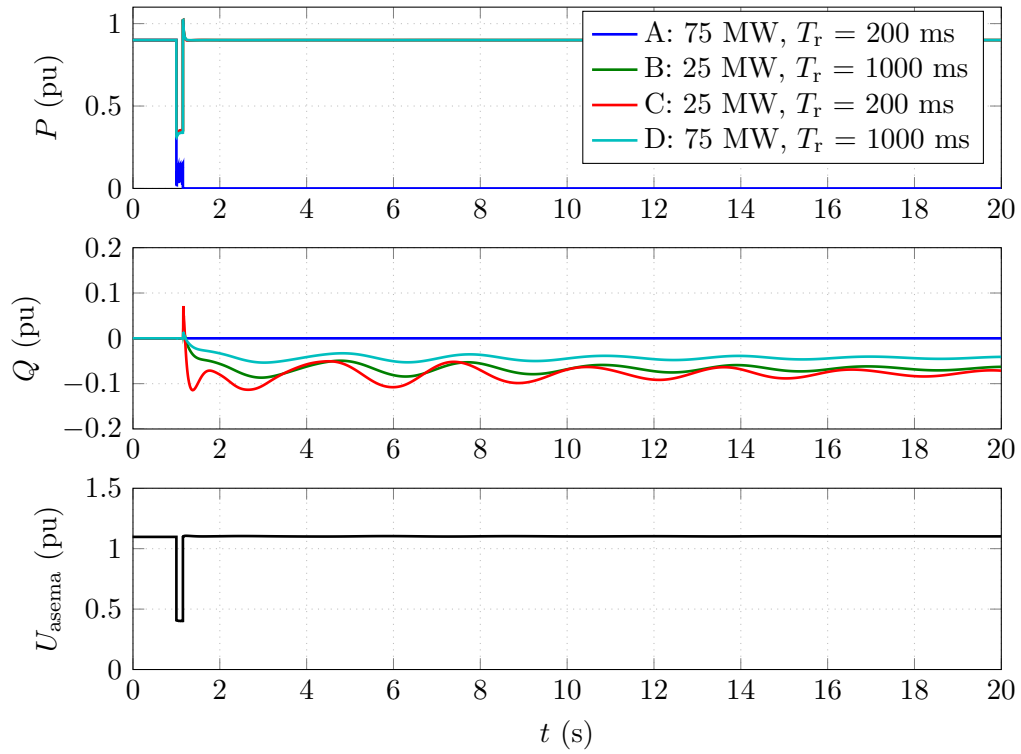


Kuva 8.8: Sähköasemalle liitettyjen tuulivoimalaitosmallien A–D vasteet taajuushäiriöön. T_r on mallin jännitteensäädön askelvasteen 90 %:n nousuaika.

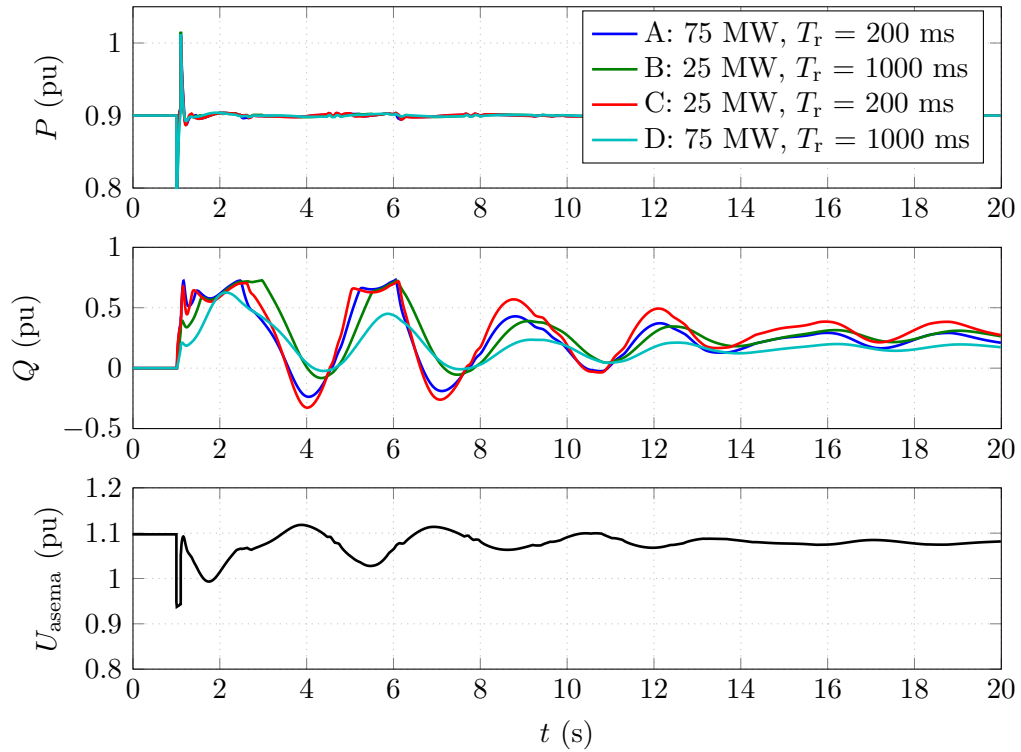
8.2.3 Tuulivoimalaitoksen mitoistehon vaikutus mallin toimintaan

Kuvassa 8.9 on esitetty 25 ja 75 MW:n tuulivoimalaitosmallien jännitteensäätöjen vaste lähioikosulkuun, jonka jälkeen laitos A irtoaa verkosta. Tilanne on kokonaisuuden kannalta huonoin mahdollinen, sillä laitos A on iso ja nopeasäätöinen laitos lähellä asemaa, joten sen merkityksen jännitteensäädölle voidaan olettaa olevan suurin tarkastelluista neljästä tuulivoimalaitoksesta. Kuvassa 8.10 on esitetty tuulivoimalaitosmallien jännitteensäätöjen vasteet sähkömekaanisiin heilahteluihin.

Mallit toimivat havaintojen perusteella johdonmukaisesti. Kuvassa 8.9 laitoksen A pätötehosta vian aikana havaittava korkeataajuinen heilahtelu aiheutuu generaattorisuuntaajamallin LVACM-lohkosta (*Low Voltage Active Current Management*), kun mallin liitinjännite asettuu vian aikana lähelle lohkon aktivoivaa jännitettä. Vian poistuttua ja jännitteen palaututtua malli alkaa jälleen toimia normaalisti. LVACM-lohkon asetteluun on kuitenkin syytä kiinnittää huomiota tilanteissa, joissa mallia käytetään jännitehäiriöiden simulointiin.



Kuva 8.9: Sähköasemalle liitettyjen eritehoisten tuulivoimalaitosmallien A–D vasteet lähioikosulkuun, jonka jälkeen yksi laitoksista irtoaa verkosta. T_r on säädön askelvasteen 90 %:n nousuaika.



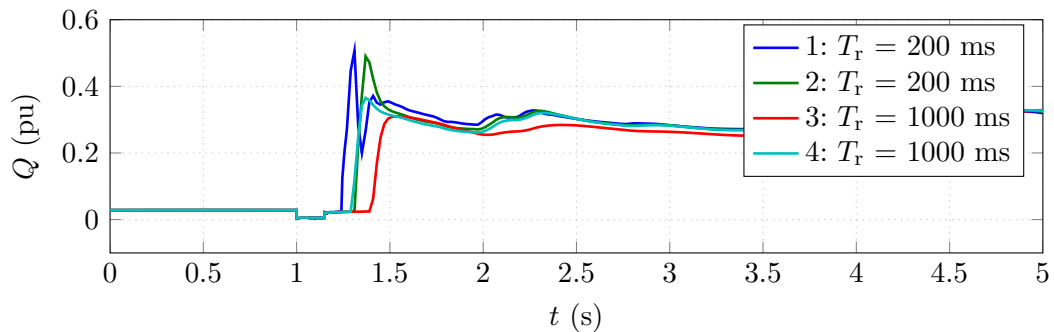
Kuva 8.10: Sähköasemalle liitettyjen eritehoisten tuulivoimalaitosmallien A–D vasteet järjestelmähäiriöön. T_r on säädön askelvasteen 90 %:n nousuaika.

8.3 Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön toiminta erilaisissa käyttötilanteissa

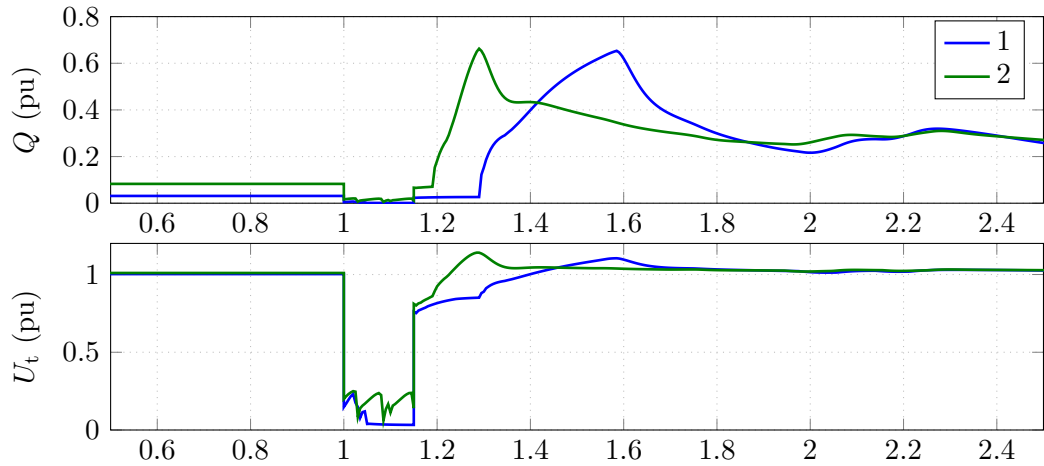
8.3.1 Minimioikosulkutilanne

Kuva 8.11 esittää tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön vasteet muuntajavikaan tuulivoimalaitoksen liitäntäasemalla erilaisilla jännitteensäädön viritysperiaatteilla. Kuvasta havaitaan, että vasteissa on huomattavaa ylitystä erityisesti nopeilla parametrisarjoilla 1 ja 2. Ylitys aiheutuu siitä, että säädinten saama jänniteohje muuttuu vikatilanteessa jyrkästi. Kuvan tilanteessa säätönä on pelkkä laitostason säätö, mutta jännitteensäätö käyttäytyy samaan tapaan myös tilanteessa, jossa generaattoritasen jännitteensäätö on mukana.

Kuvasta 8.11 havaitaan myös, että malli ei ala syöttää loistehoa heti vian poistuttua hetkellä $t = 1,15$ s, vaan syötön alkamisessa on viivettä. Viive aiheutuu mallin erillisestä vianaikaisesta toimintatilasta, joka lukitsee säädinten tilamuuttujat, kun mallin liitinjännite alittaa arvon 0,85 pu. Tämän vuoksi loisteho pysyy vikaa edeltäneessä arvossa, kunnes jännite ylittää jälleen arvon 0,85 pu. Seuraavan sivun kuvassa 8.12 on esitetty tarkemmin jännitteen palautumisen vaikutus loistehon syötön alkamiseen. Kuvaajan 1 jännite palautuu hitaammin, minkä seurauksena myös mallin loistehon syöttö alkaa myöhemmin. Kuvaajan 2 jännite palautuu nopeammin, ja säätimet alkavat siksi ohjata loistehoa nopeammin.



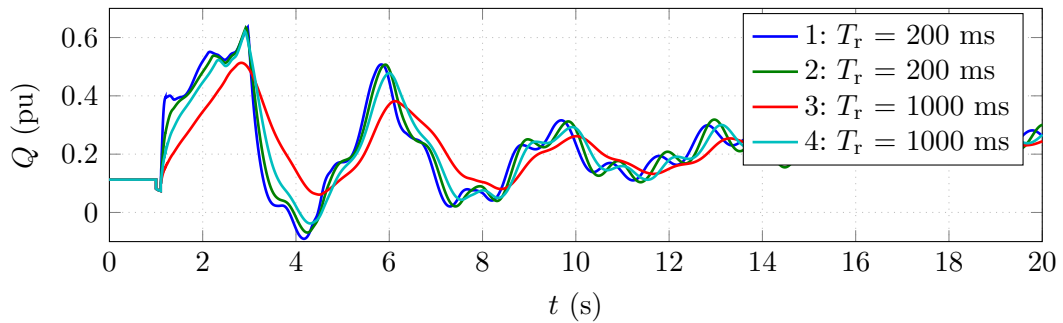
Kuva 8.11: Esimerkki tuulivoimalaitosmallin vasteista muuntajan irtikytkentään asemalla nousuajaltaan T_r erilaisilla jännitteensäädön parametrisarjoilla 1–4. Muuntajan irtikytkennän jälkeen käyttötilanne vastaa minimioikosulkutehon tilannetta, jonka mukaan mallien jännitteensäätö viritettiin. Sarjoissa 1 ja 4 jännitteensäätö on viritetty laitoskohtaisesti, sarjoissa 2 ja 3 huomioiden kaikki asemalle liitetyt tuulivoimalaitokset.



Kuva 8.12: Liitinjännitteen U_t palautumisen vaikutus tuulivoimalaitosmallin loistehon syötön alkamiseen vian poistumisen jälkeen. Tilanteessa 1 jännite palautuu hitaammin ja loistehon syöttö alkaa siksi myöhemmin kuin tilanteessa 2.

8.3.2 Talviyön vientitilanne

Kuvassa 8.13 on esimerkki tuulivoimalaitosmallin vasteista järjestelmähäiriöön talviyön vientitilanteessa erilaisilla jännitteensäädön parametreilla. Vasteissa esiintyy 0,3 Hz:n järjestelmäheilahteluiden lisäksi noin 1 Hz:n taajuista heilahtelua, joka aiheutuu tuulivoimalaitosten lähellä sijaitsevan tahtigeneraattorin paikallisista sähkömekaanisista heilahteluista. Vika herättää tahtigeneraattorin heilahtelut, joihin tuulivoimalaitosten jännitteensäädöt reagoivat. Tuulivoimalaitosmallit osallistuivat heilahteluihin riippumatta siitä, käytettiinkö pelkkää laitostason säätöä vai myös generaattoritason säätöä. Jännitteensäädön parametrien vaikutusta paikallisiin heilahteluihin käsitellään tarkemmin luvussa 8.3.5.

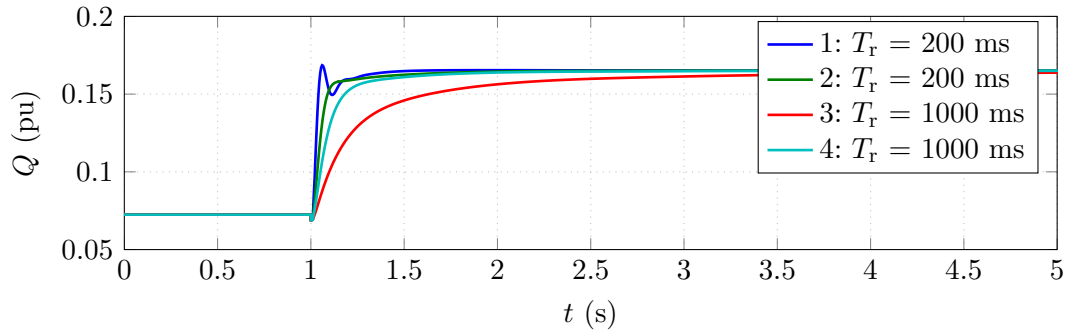


Kuva 8.13: Esimerkki tuulivoimalaitosmallin vasteista järjestelmähäiriöön talviyön vientitilanteessa erilaisilla laitostason jännitteensäädön parametrisarjoilla 1–4. Sarjoissa 1 ja 4 jännitteensäätö on viritetty laitostasokohtaisesti nousuajalle T_r , sarjoissa 2 ja 3 huomioiden kaikki asemalle liitetyt tuulivoimalaitokset.

8.3.3 Käytön palautus

Kuvassa 8.14 on esimerkki tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön vasteista reaktorin kytkentään asemalla käytönpalautustilanteessa erilaisilla jännitteensäädön pa-

rametreilla. Kuvasta havaitaan, että jännitteensäädöt ovat hieman nopeutuneet tavoiteltuun verrattuna. Säättöjen nopeutuminen on odotettu tulos, sillä verkon oikosulkutehotaso on käytönpalautustilanteessa hieman pienempi kuin minimioikosulkutilanteessa, jossa jännitteensäättöjen viritys tehtiin. Jännitteensäädön rakenteella ei tässä tapauksessa ollut suurta vaikutusta vasteisiin. Tämä on loogista, sillä luvun 6 havaintojen perusteella työssä käytetty viritystapa tuottaa taajuusvasteiltaan samankaltaiset viritykset sekä pelkälle laitostason säädölle että myös käytettäessä generaattoritason säätöä.

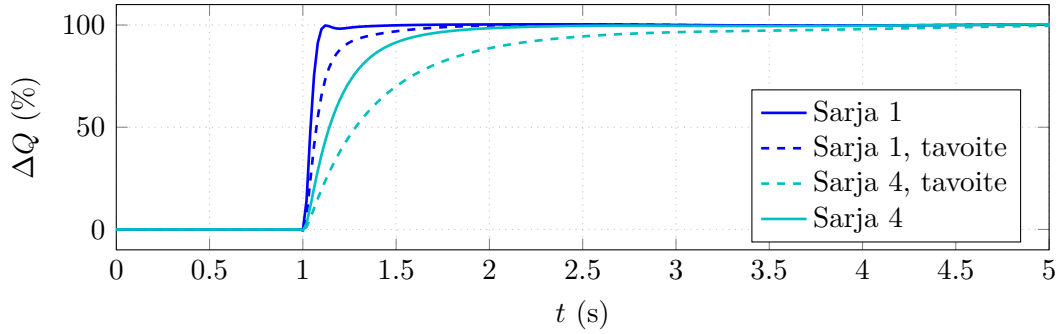


Kuva 8.14: Esimerkki tuulivoimalaitosmallin loistehon vasteesta reaktorin kytkentään asemalla käytönpalautustilanteessa. Kuvaajissa 1 ja 4 jännitteensäätö on viritetty laitoskohtaisesti nousuajalle T_r , kuvaajissa 2 ja 3 virityksessä on huomioitu kaikki asemalle liitetty tuulivoimalaitokset.

Myös muissa käytönpalautustilanteissa simuloituissa tilanteissa malli toimii vakaasti, vaikka järjestelmään on liitetty enimmillään yhteensä 600 MW jännitettä säättävää tuulivoimakapasiteettia. Osittain tämä saattaa selittyä sillä, että laskennassa tarkasteltiin ainoastaan mallien vasteita reaktorin kytkentään asemalla, joille tuulivoimalaitokset on liitetty. Esimerkiksi järjestelmähäiriötä ei voitu käytönpalautustilanteen verkkomallissa simuloida. Lisäksi tässä tapauksessa minimioikosulkutilanteen ja käytönpalautustilanteen oikosulkutehotasot tai taustaverkon jännitettä säättävän kapasiteetin määrä eivät merkittävästi poikenneet toisistaan. Toisaalta tulos herättää myös epäilyksiä mallin luotettavuudesta ääritilanteissa.

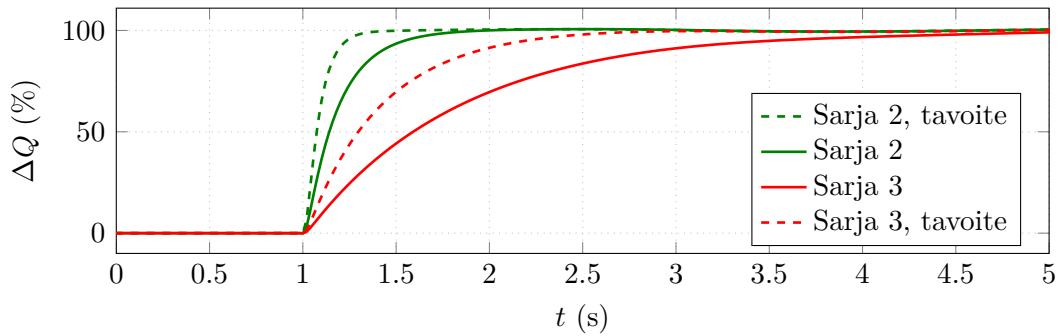
8.3.4 Jännitteensäädön virityisperiaatteen ja käyttötilanteen vaikutus säädön nopeuteen

Kuva 8.15 havainnollistaa oikosulkusuhteen laskentatavan vaikutusta jännitteensäädön nopeuteen. Kuva esittää loistehon vastetta jännitteen askelmuutokseen minimioikosulkutehon tilanteessa, jossa kaikki neljä asemalle liitettyä tuulivoimalaitosta ovat kiinni verkossa. Kuvasta havaitaan, että laitoskohtaisesti viritetyt parametrisarjat 1 ja 4 ovat merkittävästi nopeampia kuin virityksessä tavoiteltiin. Ero tavoite-nopeuteen selittyy sillä, että laitoskohtainen viritystapa ei huomioi muuta asemalle liitettyä jännitettä säättävää kapasiteettia.



Kuva 8.15: Sähköasemalle liitetyn tuulivoimalaitosmallin loistehon muutos, kun referenssipisteen jännitteessä tapahtuu askelmainen muutos. Kaikki neljä asemalle liitettyä tuulivoimalaitosta ovat verkossa. Parametrisarjoissa 1 ja 4 jännitteensäätö on viritetty laitoskohtaisesti.

Sama ilmiö havaitaan käänteisenä, mikäli tarkastellaan tilannetta, jossa asemalle liitetystä neljästä tuulivoimalaitoksesta ainoastaan yksi on kiinni verkosta. Kuva 8.16 osoittaa, että koko asemalle liitetty kapasiteetti huomioiden viritetyt parametrisarjat 2 ja 3 hidastuvat selvästi tavoitenopeudesta, sillä niiden virityksessä huomioitu muu jännitettä säätävä kapasiteetti on irti verkosta. Jännitteensäätöjen askelvasteiden nousuajat ovat noin kaksinkertaiset tavoiteltuun verrattuna.

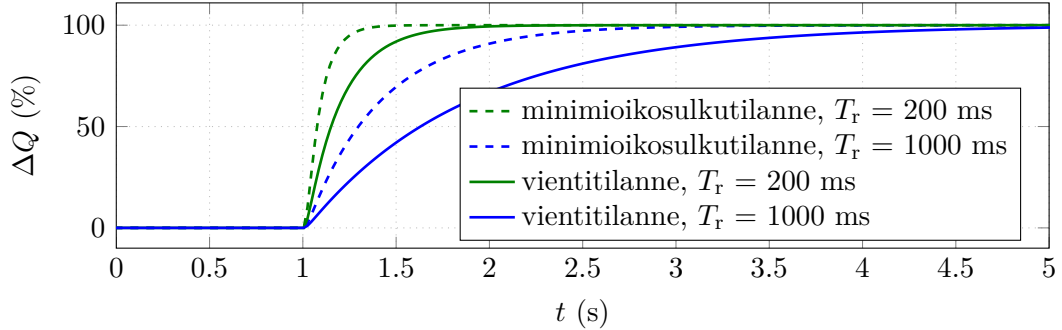


Kuva 8.16: Sähköasemalle liitetyn tuulivoimalaitosmallin loistehon muutos, kun referenssipisteen jännitteessä tapahtuu askelmainen muutos. Muut aseman tuulivoimalaitokset ovat irti verkosta. Parametrisarjoissa 2 ja 3 jännitteensäädön virityksessä on huomioitu muu asemalle liitetty kapasiteetti.

Kuvat 8.15 ja 8.16 osoittavat, että jännitteensäädön virityksessä käytetyn oikosulkusuhteen määrittelyllä on suuri vaikutus jännitteensäädön nopeuteen. Säädön viritys yksittäisen tuulivoimalaitoksen näkökulmasta voi johtaa säätöjen nopeutumiseen, mikäli samalle asemalle on liitetty myös muuta jännitettä säätävää kapasiteettia. Tällä voi edelleen olla vaikutusta säädön stabiiliuteen ääritilanteissa. Toisaalta säädön virittäminen huomioiden koko asemalle liitetty kapasiteetti johtaa säätöjen hidastumiseen tilanteissa, joissa osa säätävästä kapasiteetista onkin irti verkosta.

Jännitteensäädön nopeuteen voi vaikuttaa asemalle liitetyn kapasiteetin lisäksi myös käyttötilanteen oikosulkuteho. Mikäli minimioikosulkutehon käyttötilanteessa tehdyt viritykset tuodaan talviyön vientitilanteeseen, jossa oikosulkuteho on suurempi,

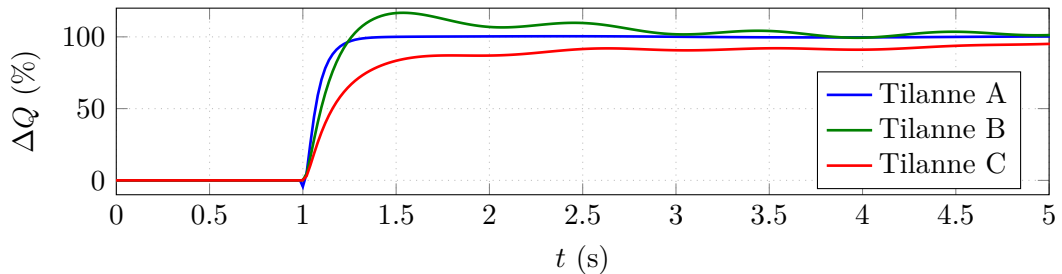
jännitteensäädöt hidastuvat. Hidastumista havainnollistaa kuva 8.17. Kuvan simulointi tehtiin yksinkertaisella ekvivalenttigeneraattoriin perustuvalla verkkomallilla, jotta muun jännitettä säättävän kapasiteetin vaikutus voitiin sulkea pois. Ekvivalenttigeneraattorin oikosulkuteho asetettiin vastaamaan taustaverkon oikosulkutehoa.



Kuva 8.17: Tuulivoimalaitosmallin loistehon muutos ekvivalenttigeneraattoriin perustuvassa verkkomallissa erilaisissa käyttötilanteissa, kun referenssipisteen jännitteessä tapahtuu askelmainen muutos. T_r on mallin jännitteensäädön askelvasteen 90 %:n nousuaika.

Käytettäessä laajaa järjestelmämallia oikosulkutehotason vaikutus jännitteensäädön nopeuteen ei ole yhtä suoraviivainen, sillä ekvivalenttigeneraattori ei kuvaa taustaverkon jännitettä säättävää kapasiteettia. Sen sijaan järjestelmämallissa tuulivoimalaitokset ovat muuntajan kautta yhteydessä 400 kV:n verkkoon ja siten yhteydessä myös sähköisesti lähellä sijaitsevien suurten voimalaitosten jännitetukeen.

Kuva 8.18 esittää laitoskohtaisesti viritetyn parametrisarjan vasteet järjestelmämallissa. Kuvassa on sinisellä värillä jännitteensäädön vaste minimioikosulkutilanteessa A, jossa liitäntäaseman muuntaja on keskeytyksessä. Säädön nousuaika on tällöin tavoiteltu 200 millisekuntia. Kun sama viritys tuodaan talviyön vientitilanteeseen B, säädön nousuaika ei merkittävästi muutu, sillä taustaverkon jännitettä säättävän kapasiteetin vuoksi tuulivoimalaitosmallin säätö saavuttaa lopputilansa helpommin. Tämä voidaan osoittaa myös pienentämällä tuulivoimalaitosta sähköisesti lähellä sijaitsevien tahtigeneraattoreiden jännitteensäädön vaikutusta. Tällöin vaste hidastuu odotetusti, kuten kuvaaja C osoittaa.

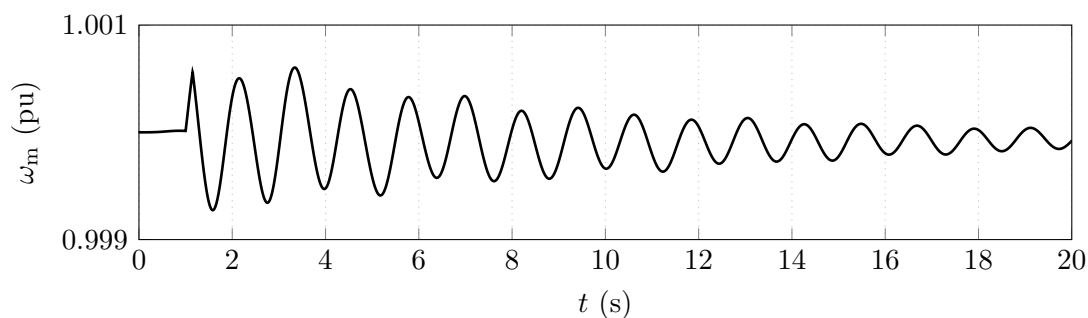


Kuva 8.18: Tuulivoimalaitosmallin loistehon muutos, kun referenssipisteen jännitteessä tapahtuu askelmainen muutos erilaisissa käyttötilanteissa: A: minimioikosulkuteho, B: talviyön vientitilanne, C: talviyön vientitilanne, jossa läheisten tahtigeneraattoreiden jännitteensäädön vaikutusta on vähennetty.

Jännitteensäädön virittämiseen on edellisten havaintojen perusteella vaikeaa antaa yleispätevää periaatetta, sillä säädön nopeuteen tietyssä tilanteessa vaikuttaa kolme erillistä tekijää: valittu jännitteensäädön vityisperiaate, liittymispisteen oikosulkuteho sekä sähköisesti lähellä oleva muu jännitettä säättävä kapasiteetti. Optimaalinen jännitteensäädön vitytys on siten väistämättä jonkinasteinen kompromissi.

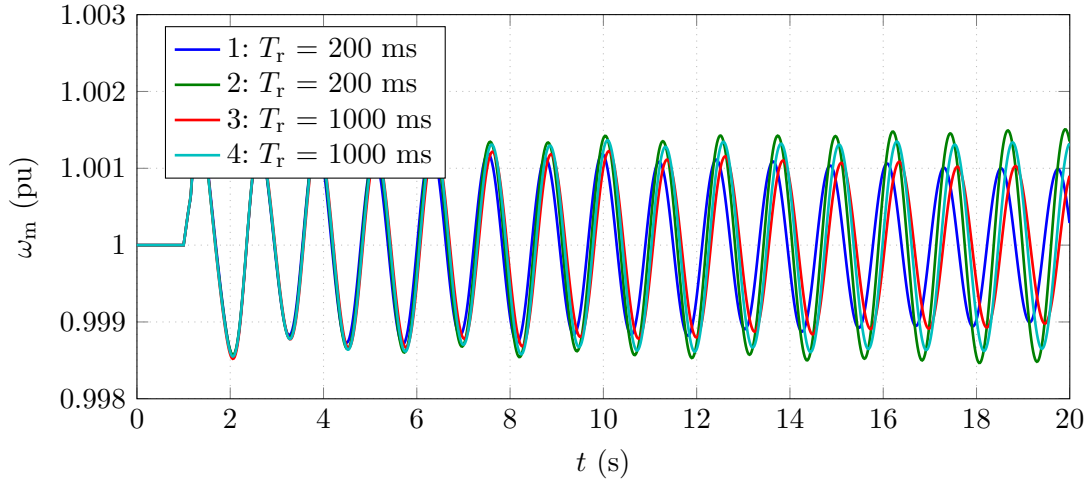
8.3.5 Jännitteensäädön parametrien vaikutus paikallisten sähkömekaanisten heilahtelujen vaimennukseen

Tuulivoimalaitosmallien jännitteensäädön vuorovaikutus muun järjestelmän kanssa tuli selvimmän esiin vientitilanteen laskentatarkasteluissa. Kuvassa 8.19 on esitetty sähköaseman läheisyydessä sijaitsevan tahtigeneraattorin kulmataajuus tilanteessa, jossa aseman muuntajan alajännitepuolella tapahtuu vika, jonka jälkeen muuntaja kytketään irti verkosta. Simulointi on tehty tilanteessa, jossa sähköasemalle ei liity yhtään tuulivoimalaitosta. Kuvasta havaitaan, että vika herättää tahtigeneraattorin paikalliset sähkömekaaniset heilahtelut, joiden taajuus on noin 1 Hz.



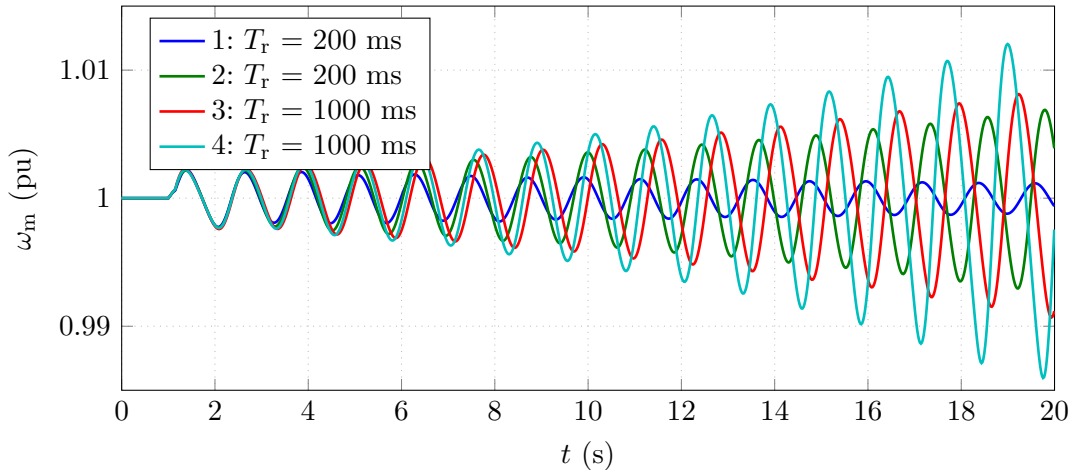
Kuva 8.19: Sähköaseman läheisyydessä sijaitsevan tahtigeneraattorin kulmataajuus tilanteessa, jossa aseman muuntajan alajännitepuolella tapahtuu vika, jonka seurauksena muuntaja irtoaa verkosta.

Tarkastellaan seuraavaksi tilannetta, jossa sähköasemalle on liitetty yksi 50 MW:n tuulivoimalaitosmalli. Kuva 8.20 esittää tahtigeneraattorin kulmanopeuden vasteen aseman muuntajavikaan. Kuvasta havaitaan, että heilahtelut vaimenevat nyt huommin kaikilla neljällä parametrisarjalla verrattuna kuvan 8.19 tilanteeseen, jossa tuulivoimalaitoksia ei ollut. Erilaisten jännitteensäädön parametrisarjojen välillä on kuitenkin eroja. Tässä tapauksessa laitoskohtaisesti viritetty nopea parametrisarja 1 ja asemakohtaisesti viritetty hidas parametrisarja 3 tuottavat heikosti vaimenevan vasteen. Sen sijaan asemakohtaisesti viritetty nopea parametrisarja 2 ja laitoskohtaisesti viritetty hidas parametrisarja 4 johtavat kasvaviin heilahteluihin.



Kuva 8.20: Sähköaseman läheisyydessä sijaitsevan tahtigeneraattorin kulmataajuus erilaisilla tuulivoimalaitosmallin laitostason jännitteensäädön parametrisarjoilla tilanteessa, jossa vain yksi aseman neljästä 50 MW:n tuulivoimalaitoksesta on verkossa. Sarjoissa 1 ja 4 jännitteensäätö on viritetty laitoskohtaisesti nousuajalle T_r , sarjoissa 2 ja 3 huomioiden kaikki asemalle liitetty tuulivoimalaitokset. Jännitteensäädön parametrisarjat on esitetty liitteen B taulukoissa B.7–B.10.

Mikäli asemalle liitetään neljä 50 MW:n tuulivoimalaitosta, saadaan kuvan 8.21 mukaiset vasteet. Tässä tapauksessa parametrisarjojen välillä on jo huomattavia eroja: sarjojen 2, 3 ja 4 mukaan viritetyt tuulivoimalaitokset vahvistavat heilahteluita, kun taas nopein parametrisarja 1 hieman vaimentaa niitä. Jännitteensäädön viritys vaikuttaa myös heilahtelun taajuuteen, mikä havaitaan eri sarjojen kuvaajien kasvavista vaihe-eroista. Esimerkiksi parametrisarja 1 johtaa korkeimpaan heilahtelutaajuuteen tarkastelluista neljästä parametrisarjasta.



Kuva 8.21: Sähköaseman läheisyydessä sijaitsevan tahtigeneraattorin kulmataajuus erilaisilla tuulivoimalaitosmallin laitostason jännitteensäädön parametrisarjoilla tilanteessa, jossa asemalle on liitetty neljä 50 MW:n tuulivoimalaitosta. Sarjoissa 1 ja 4 jännitteensäätö on viritetty laitoskohtaisesti nousuajalle T_r , sarjoissa 2 ja 3 huomioiden kaikki asemalle liitetty tuulivoimalaitokset. Jännitteensäädön parametrisarjat on esitetty liitteen B taulukoissa B.7–B.10.

9 Tulosten arviointi ja johtopäätökset

Tässä luvussa arvioidaan työn tuloksia ja esitetään johtopäätökset tutkitun tuulivoimalaitosmallin soveltuvuudesta voimajärjestelmän suunnittelulaskentaan.

9.1 Yleiset havainnot mallin ominaisuuksista

Työn tulosten perusteella WECC:n (Western Electricity Coordinating Council) toisen sukupolven tuulivoimalaitosmalli muuttuvanopeuksisille tuulivoimalaitoksille toimii johdonmukaisesti ja vakaasti erilaisissa voimajärjestelmän suunnittelulaskennan tilanteissa. Mallin käyttöön liittyy kuitenkin joitakin rajoitteita, jotka seuraavat yleisen mallin rakenteesta tehdyistä yksinkertaistuksista. Ensimmäisen sukupolven mallissa havaittuja [5, 6] numeerisia ongelmia ei ilmennyt, joten tässä mielessä esitetty mallin käyttämiseksi voimajärjestelmän suunnittelulaskennassa ei ole. Modulaarisen rakenteen ansiosta myös mallin käytettävyys on aiempia versioita parempi.

Merkittävimmit rajoitteet liittyvät mallin virtarajojen ja loistehokapasiteetin aseteluun. Mallin pätö-, lois- ja kokonaisvirralle valitut rajat vaikuttavat mallin loistehokapasiteettiin ja toimintaan verkkovikojen simuloinnissa. Virtarajat ovat kiinteitä eikä mallilla siksi voida esimerkiksi mallintaa tuulivoimalaitoksen mahdollista lyhytaikaista termistä ylikuormitettavuutta. Mallin pätöteho voi tämän vuoksi alkaa heilahdella tilanteissa, joissa mallin pätöteho on lähellä mitoitustehoa ja jännite heilahtelee. Virtarajojen toimintaan liittyy olennaisesti myös valinta, syöttääkö malli ensisijaisesti pätövirtaa vai loisivirtaa. Myös tämä asetus on kiinteä ja sillä on ratkaiseva vaikutus mallin toimintaan verkkovikojen simuloinnissa.

Havainnot nostavat myös esiin tuulivoimalaitosmallien todentamisen periaatteisiin liittyviä näkökohtia. Tuulivoimalaitosmallit todennetaan tavallisesti vertaamalla mallien tuottamia tuloksia käyttöönottokokeiden mittaustietoihin. Voidaan kuitenkin kysyä, antavatko käyttöönottokokeiden mittaustulokset riittävästi tietoa laskentamallien toiminnan arvioimiseksi. Esimerkiksi mallin monimutkaiset sisäiset toiminnot, kuten rajoittimien yhteisvaikutus ja eri säädinportaiden keskinäinen hierarkia, eivät välttämättä tule esille käyttöönottokokeissa.

9.2 Mallin jännitteensäädön aseteltavuus

Työssä sovellettiin General Electricin UpWind-projektin raportissa [31] esitettyjä ohjeita tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön virittämiseen. Raportin pohjalta sovelletun viritysohjeen todettiin tuottavan vakaita vasteita tilanteessa, jossa mallin jännitteensäätönä oli pelkkä laitostason säätö. Sen sijaan generaattoritaso ja laitostason säädön yhdistelmälle viritysohje ei sellaisenaan tuottanut hyväksyttäviä vasteita, vaan parametrit jouduttiin etsimään kokeellisesti. Jännitteensäädön molemmille käyttötavoille pystyttiin kuitenkin löytämään erinopeuksisia parametreinteja, jotka täyttävät tuulivoimalaitoksille asetetut jännitteensäädön askelvastevaativuudet Suomessa.

Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädölle etsittiin parametreinteja sekä pelkälle laitostason säädölle että yhdistetylle generaattoritason ja laitostason säädölle. Molempien käyttötapojen havaittiin tuottavan taajuustason ominaisuuksiltaan samankaltaisia vasteita. Havaintoa selittää ainakin osittain se, että työssä käytetyt jännitteensäädön viritystavat johtivat molemmissa tapauksissa integrointia painottavaan vuritykseen. Koska pelkän laitostason säädön käyttäminen kuitenkin yksinkertaistaa mallin jännitteensäädön virittämistä, on pelkän laitostason säädön käyttäminen suositeltavaa, mikäli generaattoritason säädön viritystavasta ei ole saatavilla tietoa. Lisäksi pelkän laitostason säädönkin ominaisuuksia voidaan tarvittaessa edelleen muokata hyödyntämällä malliin kuuluvaa vaiheenjohto- ja vaiheenjättöpiiriä.

Voimajärjestelmän pitkän aikavälin suunnittelussa on tärkeää, että tuulivoimalaitosmallille voidaan löytää parametrit, jotka kuvaavat riittävällä tarkkuudella erilaisia tuulivoimateknologioita. Mallin jännitteensäädön osalta tämä edellyttää, että askelvasteen ominaisuuksien lisäksi jännitteensäädön vahvistus- ja vaiheensiirto-ominaisuudet ovat muokattavissa, sillä yksityiskohtaista tietoa tulevaisuudessa verkkoon liitettävien laitosten teknologiasta ei välttämättä ole käytettävissä. Lisäksi mallin tehon palautumisen jännitehäiriön jälkeen tulisi olla muokattavissa, sillä eri tuulivoimalaitosten tehonpalautumisprofiileissa voi olla vaihtelua. Luvun 6 havaintojen perusteella mallin aseteltavuus on näistä näkökulmista riittävä pitkän aikavälin suunnittelulaskentaan.

Käytönsuunnitteluun ja häiriönselvitykseen liittyvässä laskennassa on tärkeää kyetä kuvaamaan tietyn yksittäisen tuulivoimalaitoksen dynaamiset ominaisuudet tarkasti. Tässäkin suhteessa tutkittu malli vaikuttaa lupaavalta, sillä sen toiminta on aseteltavissa monipuolisemmin kuin ensimmäisen sukupolven mallin toiminta. Luvun 6 havaintojen perusteella ainakin lähivikatoiminta ja jännitteensäädön keskeiset ominaisuudet voisivat olla siirrettävissä yleiseen malliin. Tässä työssä yleisen mallin toimintaa ei kuitenkaan todennettu vertaamalla sitä suoraan valmistajamalleihin. Ennen mallin käyttöönottoa on siksi aiheellista tutustua myös yksityiskohtaisiin valmistajakohtaisiin malleihin, jotta yleiselle mallille käytettyjen parametrien soveltuvuudesta voidaan varmistua. EPRIn (Electrical Power Research Institute) raporteissa [7, 8] esitetyt todentamistulokset antavat ainakin aiheen olettaa, että mallilla voitaisiin kuvata suurimpien tuulivoimalaitosvalmistajien laitoksia.

9.3 Mallin toiminta erilaisissa suunnittelulaskennan tilanteissa

Luvuissa 8.1–8.2 tarkasteltiin johdon varteen ja sähköasemalle liitettyjen tuulivoimalaitosmallien vastetta jännitehäiriöihin, sähkömekaanisiin heilahteluihin ja taajuushäiriöihin. Malli toimi tarkastelluissa tilanteissa johdonmukaisesti, kun mallin jännitteensäätöjen askelvasteet oli viritetty nousuajaltaan 200–1000 ms:n välille. Mallin rajoittimien asetteluun ja ensisijaisesti syötettävän virtalajin valintaan on kuitenkin kiinnitettävä huomiota. Näillä valinnoilla on merkitystä silloin, kun tuulivoimalaitosmallia käytetään jänniteheilahteluiden simulointiin.

Luvussa 8.3 mallin toimintaa tarkasteltiin hyvin erilaisissa käyttötilanteissa. Mallin jännitteensäädön havaittiin toimivan varsin stabiilisti myös käytönpalautustilanteissa, mikä herättää kysymyksiä mallin luotettavuudesta ääritilanteissa. Tulos voi olla merkki siitä, että joko malli tai käytetty jännitteensäädön viritystapa johtaa liian optimistisiin tuloksiin ääritilanteissa. Toisaalta mallin toimintaa ei ollut mahdollista tarkastella käytönpalautustilanteen verkkomallissa yhtä kattavasti kuin muissa käyttötilanteissa. Mallia tulisikin käyttää harkiten, mikäli sitä käytetään ääritilanteiden simulointiin.

Tulokset osoittavat myös, että jännitteensäädön nopeuteen vaikuttaa käyttötilanteen lisäksi myös valittu oikosulkusuhteen laskentatapa sekä lähelle liitetty muu jännitettä säättävä kapasiteetti. Tästä syystä jännitteensäädön optimaalinen viritys on väistämättä kompromissi, ja yleispätevän viritystavan määrittelemineen jännitteensäädölle on vaikeaa. Jännitteensäädön virityksessä tulisikin siksi ottaa huomioon viritystavan tuottamien vasteiden hajonta erilaisissa käyttötilanteissa sekä se, miten merkittävä säädön nopeutuminen tai hidastuminen voidaan hyväksyä ja millaisissa olosuhteissa.

Jännitteensäädön viritysperiaatteen merkitys korostuu myös aggregoitaessa malleja suuremmiksi kokonaisuuksiksi, sillä aggregoidun mallin teho vaikuttaa suoraan oikosulkusuhteeseen, jota virituksen lähtökohtana käytetään. Tämä on huomioitava mallien käytössä, jotta jännitteensäädön toiminta tulisi mallinnetuksi oikein myös tilanteissa, joissa vain osa tuulivoimatuotannosta on verkossa. Asian tarkempi tutkiminen ei kuulu tämän työn aihepiiriin, mutta on jatkoselvitysten arvoinen asia. Saadut tulokset mallin toimivuudesta antavat kuitenkin olettaa, että tutkittua mallia voidaan käyttää apuna myös viritysperiaatteiden arviointiin liittyvissä jatkoselvityksissä.

Erilaisten käyttötilanteiden tarkastelussa saatiin esille myös tahtigeneraattorin ja tuulivoimalaitoksen mallin jännitteensäädön välinen vuorovaikutus. Havaittu mallin osallistuminen paikallisiin sähkömekaanisiin heilahteluihin on odotettavissa oleva tulos, sillä aiemmissa tutkimuksissa [1–3] on todettu tuulivoimalaitosten jännitteensäätöjen vaikutus alueellisiin 0,6–0,9 Hz:n heilahteluihin. Siten on loogista, että tuulivoimalaitos voi vaikuttaa myös samalla taajuuskaistalla esiintyviin paikallisiin heilahteluihin. Tulos antaa olettaa, että malli soveltuu suunnittelulaskennassa myös tuulivoimalaitosten jännitteensäädön ja sähkömekaanisten heilahteluiden välisen yhteyden tarkasteluun. Toisaalta tulos korostaa myös sitä, että mallin parametroinnissa ja todentamisessa on kiinnitettävä huomiota jännitteensäädön nopeuden ohella myös säädön ominaisuuksiin taajuustasossa, jotta tuulivoimalaitoksen vaste sähkömekaanisiin heilahteluihin tulee mallinnetuksi oikein.

Viitteet

- [1] Harjula, A., Rauhala, T., Nikkilä, A.-J., Pal, B. C. & Kunjumammed, L. P. "On wind power plant voltage control response characteristics from the perspective of planning of stability restricted transmission network". 11th international large scale wind integration workshop 2012, Lissabon, 2012.
- [2] Rauhala, T. & Nikkilä, A.-J. "On impact of voltage control characteristics of wind power plants on damping of electromechanical oscillations". 10th international large scale wind integration workshop 2011, Aarhus, 2011.
- [3] Rauhala, T. & Nikkilä, A.-J. "On management of impact of wind power on dynamic performance of stability restricted and meshed series compensated transmission network in system planning". CIGRE Session C4-019, 2012. Saatavissa: <http://www.e-cigre.org/>.
- [4] Siemens PTI. PSS®E 33.4 Model library. 2013.
- [5] Nikkilä, A.-J. "Dynamic performance of variable-speed wind turbine generator models". Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto. Tampere, 2010. 125 s.
- [6] Glanz, P. "Dynamisk modellering av vindkraft – En studie av dynamiska beteenden hos inbyggda vindkraftmodeller i PSS/E". Diplomityö. Uppsalan yliopisto. Uppsala, 2013. 75 s. [Viitattu 12. 7. 2013]. Saatavissa: http://www.svk.se/PageFiles/55203/Examensarbete_Petter_Glantz.pdf.
- [7] Pourbeik, P. WECC type 3 wind turbine generator model – phase II. Report. Electric Power Research Institute (EPRI), 2013. 44 s. [Viitattu 12. 7. 2013]. Saatavissa: <http://www.wecc.biz/library/WECC%20Documents/Documents%20for%20Generators/WECC%20Type%203%20Wind%20Turbine%20Generator%20Model%20-%20Phase%20II%20012313.pdf>.
- [8] Pourbeik, P. WECC type 4 wind turbine generator model – phase II. Report. Electric Power Research Institute (EPRI), 2013. 35 s. [Viitattu 12. 7. 2013]. Saatavissa: <http://www.wecc.biz/library/WECC%20Documents/Documents%20for%20Generators/WECC%20Type%204%20Wind%20Turbine%20Generator%20Model%20-%20Phase%20II%20012313.pdf>.
- [9] Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T. & Vittal, V. "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions". IEEE transactions on power systems, 2004. Vol. 19:3, s. 1387–1401. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2004.825981.

- [10] Kundur, P. Power system stability and control. Toim. Balu, N. J. & Lauby, M. G. New York, New York, USA: McGraw-Hill, 1994. 1175 s. ISBN: 978-0-07-035958-1.
- [11] Elovaara, J. & Haarla, L. Sähköverkot I: Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta. Helsinki: Otatieto, 2011. 520 s. ISBN: 978-951-672-360-3.
- [12] FGW e.V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien. Demands on modelling and validating simulation models of the electrical characteristics of power generating units and systems. Technical Guidelines for Power Generating Units, Part 4, Revision 5, 2010.
- [13] North American Reliability Corporation (NERC). Standard models for variable generation, 2010. [Viitattu 12. 7. 2013]. Saatavissa: http://www.uwig.org/standard_models_for_variable_generation.pdf.
- [14] Ackermann, T., toim. Wind power in power systems. Chichester, Englanti: John Wiley & Sons, 2005. 675 s. ISBN: 0-470-85508-8.
- [15] CIGRE Working Group C4.601. Modeling and dynamic behavior of wind generation as it relates to power system control and dynamic performance. CIGRE, 2007. Luku 6. Saatavissa: <http://www.e-cigre.org/>.
- [16] Bollen, M. H. J. & Hassan, F. Integration of distributed generation in the power system. Hoboken, New Jersey, USA: John Wiley & Sons, 2011. 507 s. ISBN: 978-0-470-64337-2.
- [17] Perdana, A. "Dynamic models of wind turbines". Väitöskirja. Chalmersin teknillinen korkeakoulu. Göteborg, 2008. ISBN: 978-91-7385-226-5. [Viitattu 12. 7. 2013]. Saatavissa: <http://webfiles.portal.chalmers.se/et/PhD/PerdanaAbramPhD.pdf>.
- [18] Erlich, I., Wrede, H. & Feltes, C. "Dynamic behavior of DFIG-based wind turbines during grid faults". Teoksessa: Power conversion conference - Nagoya, 2007. PCC '07, 2007. S. 1195–1200. DOI: 10.1109/PCCON.2007.373117.
- [19] Fan, L., Miao, Z. & Osborn, D. "Impact of doubly fed wind turbine generation on inter-area oscillation damping". Teoksessa: 2008 IEEE power and energy society general meeting - conversion and delivery of electrical energy in the 21st century, 2008. S. 1–8. DOI: 10.1109/PES.2008.4596008.
- [20] Muljadi, E., Butterfield, C., Parsons, B. & Ellis, A. "Effect of variable speed wind turbine generator on stability of a weak grid". IEEE transactions on energy conversion, 2007. Vol. 22:1, s. 29–36. ISSN: 0885-8969. DOI: 10.1109/TEC.2006.889602.

- [21] Ramtharan, G., Ekanayake, J. & Jenkins, N. "Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines". IET renewable power generation, 2007. Vol. 1:1, s. 3–9. ISSN: 1752-1416. DOI: 10.1049/iet-rpg:20060019.
- [22] Conroy, J. & Watson, R. "Frequency response capability of full converter wind turbine generators in comparison to conventional generation". IEEE transactions on power systems, 2008. Vol. 23:2, s. 649–656. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2008.920197.
- [23] Lalor, G., Mullane, A. & O'Malley, M. "Frequency control and wind turbine technologies". IEEE transactions on power systems, 2005. Vol. 20:4, s. 1905–1913. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2005.857393.
- [24] Fingrid Oyj. Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset 2013 (vahvistettavaksi esitetty versio 27.9.2013). 2013.
- [25] IEC. Standardiluonnos 61400-27, Wind turbines part 27-1: Electrical simulation models for wind power generation wind turbines. 2012.
- [26] Margaritis, I., Hansen, A., Bech, J., Andresen, B. & Sørensen, P. "Implementation of IEC standard models for power system stability studies". Teoksessa: Proceedings of 11th international workshop on large-scale integration of wind power into power systems, 2012.
- [27] Clark, K., Miller, N. W. & Sanchez-Gasca, J. J. Modeling of GE wind turbine-generators for grid studies. Versio 4.5. 2010. [Viitattu 12. 7. 2013]. Saatavissa: <http://www.pes-psrc.org/c/C17/GE%20WTG%20Modeling-v4%202.pdf>.
- [28] ENTSO-E. ENTSO-E network code for requirements for grid connection applicable to all generators. 2012.
- [29] Hydro-Québec Transenergie. Transmission provider technical requirements for connection of power plants to the Hydro-Québec transmission system. 2009.
- [30] Siemens PTI. PSS®E 33.4 Program application guide, vol. 2. 2013.
- [31] Vyas, P. & Emad, A. Impact of drivetrain on wind farm var control, project UpWind. Deliverable D5.9.1. Versio 1.0. General Electric Global Research, 2010. 66 s. [Viitattu 12. 7. 2013]. Saatavissa: http://www.upwind.eu/pdf/UpWind_D591_Final.pdf.

Liite A: Tuulivoimalaitosmallin parametrit

Taulukko A.1: Tuulivoimalaitosmallin laitostason säädön mallille (repc_a) käytetyt parametrit, jotka perustuvat PSS/E:n dokumentaatiossa [30] esitettyihin ensimmäisen sukupolven mallin esimerkkiparametreihin sekä EPRIn raportin [8] viitearvoihin. Tähdellä merkityt parametrit liittyvät jännitteensäätöön ja vaihtelevat työssä tilannekohtaisesti. Parametrit indekseillä J+15...J+26 liittyvät taajuudensäätöön eivätkä ole käytössä. Parametrien nimeäminen noudattaa englanninkielisten alkuperäislähteiden merkin-tätapaa.

indeksi	arvo	selite
J	0,0	Tftr, jännite- ja loistehomittauksen viive (s)
J+1	*	Kp, loistehosäädön PI-säätimen suhdetermin vahvistus (pu)
J+2	*	Ki, loistehosäädön PI-säätimen integroivan termin vahvistus (pu)
J+3	0,0	Tft, vaiheenjohto- ja vaiheenjättölohkon aikavakio (s)
J+4	0,0	Tfv, vaiheenjohto- ja vaiheenjättölohkon aikavakio (s)
J+5	0,85	Vfrz, jännite, jonka alittuessa säätimen tilamuuttujat lukitaan (pu)
J+6	0,0	Rc, jännitteensäädössä kompensoitava liitäntäjohdon resistanssi (pu)
J+7	0,0	Xc, jännitteensäädössä kompensoitava liitäntäjohdon reaktanssi (pu)
J+8	0,05	Kc, jännitteensäädön statiikka (pu)
J+9	100	emax, yläraja kuolleen alueen ulostulolle
J+10	-100	emin, alaraja kuolleen alueen ulostulolle
J+11	0	dbd1, alaraja loistehosäätimen kuolleelle alueelle (≤ 0)
J+12	0	dbd2, yläraja loistehosäätimen kuolleelle alueelle (≥ 0)
J+13	*	Qmax, yläraja loistehosäätimen ulostulolle
J+14	*	Qmin, alaraja loistehosäätimen ulostulolle
J+15...26	-	ei käytössä

Taulukko A.2: Tuulivoimalaitosmallin generaattoritason säädön mallille (reec_a) käytetyt parametrit, jotka perustuvat PSS/E:n dokumentaatiossa [30] esitettyihin ensimmäisen sukupolven mallin esimerkkiparametreihin sekä EPRIn raportin [8] viitearvoihin. Tähdellä merkityt parametrit liittyvät jännitteensäätöön ja vaihtelevat työssä tapauskohtaisesti. Parametrien nimeäminen noudattaa englanninkielisten alkuperäislähteiden merkintätapaa.

indeksi	arvo	selite
J	0,85	Vdip (pu), jännite, jonka alittuessa säädinten tilamuuttujat lukitaan ja erillinen loisvirtaohjaus aktivoituu
J+1	2,0	Vup (pu), jännite, jonka ylittyessä säädinten tilamuuttujat lukitaan ja erillinen loisvirtaohjaus aktivoituu (ei käytössä)
J+2	0,0	Trv (s), jännitteen mittauksen viive
J+3	0,0	dbd1 (pu), alaraja erillisen loisvirtaohjauksen kuolleelle alueelle (≤ 0)
J+4	0,0	dbd2 (pu), yläraja erillisen loisvirtaohjauksen kuolleelle alueelle (≥ 0)
J+5	0,0	Kqv (pu), erillisen loisvirtaohjauksen vahvistus
J+6	1,0	Iqhl (pu), erillisen loisvirtaohjauksen (Iqinj) yläraja
J+7	-1,0	Iqll (pu), erillisen loisvirtaohjauksen (Iqinj) alaraja
J+8	0	Vref0 (pu), käyttäjän määrittelemä referenssijännite (arvolla 0 alustetaan laskennan alkuhetken liitinjännitteeseen)
J+9	0	Iqfrz (pu), arvo, jossa erillinen loisvirtaohjaus pidetään pitoajan määräämän ajan jännitekuopan tai ylijännitetilanteen jälkeen
J+10	0	Thld (s), erillisen loisvirtaohjauksen pitoaika jännitekuopan tai ylijännitetilanteen jälkeen
J+11	0	Thld2 (s) (≥ 0), pitoaika pätövirtarajalle jännitekuopan tai ylijännitetilanteen jälkeen
J+12	0,1	Tp (s), pätötehon mittauksen aikavakio
J+13	*	QMax (pu), yläraja loistehosäätimelle
J+14	*	QMin (pu), alaraja loistehosäätimelle
J+15	1,125	VMAX (pu), yläraja jännitteensäädölle
J+16	0,875	VMIN (pu), alaraja jännitteensäädölle
J+17	0	Kqp (pu), loistehosäätimen suhdetermin vahvistus
J+18	*	Kqi (pu), loistehosäätimen integroivan termin vahvistus
J+19	0	Kvp (pu), jännitesäätimen suhdetermin vahvistus
J+20	*	Kvi (pu), jännitesäätimen integroivan termin vahvistus
J+21	0	Vref1 (pu), käyttäjän määrittelemä jännitepoikkeama (tavallisesti 0)
J+22	0,02	Tiq (s), aikavakio ohitettaessa generaattoritason jännitteensäätö
J+23	0,5	dPmax (pu/s), pätötehon ohjearvon muutosnopeuden yläraja
J+24	-0,5	dPmin (pu/s), pätötehon ohjearvon muutosnopeuden alaraja
J+25	1,0	PMAX (pu) (> 0), maksimipätöteho
J+26	0,0	PMIN (pu) (< 0), minimipätöteho
J+27	1,05	Imax (pu), kokonaisvirtaraja
J+28	0,05	Tpord (s), pätötehon mittauksen viive
J+29	0,0	Vq1 (pu), virtarajojen loisvirta-jännitepari, jännite
J+30	1,0	Iq1 (pu), virtarajojen loisvirta-jännitepari, loisvirta
J+31	1,0	Vq2 (pu) ($Vq2 > Vq1$), virtarajojen loisvirta-jännitepari, jännite
J+32	1,0	Iq2 (pu) ($Iq2 > Iq1$), virtarajojen loisvirta-jännitepari, loisvirta
J+33...36	-	kuten J+29...32, mutta ei käytössä
J+37	0,0	Vp1 (pu), virtarajojen pätövirta-jännitepari, jännite
J+38	1,0	Ip1 (pu), virtarajojen pätövirta-jännitepari, loisvirta
J+39	1,0	Vp2 (pu) ($Vp2 > Vp1$), virtarajojen pätövirta-jännitepari, jännite
J+40	1,0	Ip2 (pu) ($Ip2 > Ip1$), virtarajojen pätövirta-jännitepari, loisvirta
J+41...44	-	kuten J+37...40, mutta ei käytössä

Taulukko A.3: Tuulivoimalaitosmallin generaattori-suuntaajamallille (regc_a) käytetyt parametrit, jotka perustuvat PSS/E:n dokumentaatiossa [30] esitettyihin ensimmäisen sukupolven mallin esimerkkiparametreihin sekä EPRIn raportin [8] viitearvoihin. Parametrien nimeäminen noudattaa englanninkielisten alkuperäislähteiden merkintätapaa.

indeksi	arvo	selite
J	0,02	Tg, suuntaajan aikavakio (s)
J+1	2,0	Rrpwr, LVPL-lohkon pätötehon enimmäisnousunopeus (pu/s), ei käytössä
J+2	0,9	Brkpt, LVPL-lohkon jännite 2 (pu)
J+3	0,4	Zerox, LVPL-lohkon jännite 1 (pu)
J+4	1,11	Lvpl1, LVPL-lohkon vahvistus (pu)
J+5	1,25	Volim, jänniteraja HVRCM-lohkolle (pu)
J+6	0,1	Lvpnt1, LVACM-lohkon jännitteen yläraja (pu)
J+7	0,0	Lvpnt0, LVACM-lohkon jännitteen alaraja (pu)
J+8	-2,0	Iolim, virtaraja HVRCM-lohkolle (< 0) (pu)
J+9	0,05	Tfltr, jännitemittauksen aikavakio LVACM-lohkolle (s)
J+10	1,0	Khv, HVRCM-lohkon vahvistus
J+11	1000	Iqrmax, loisivirran muutosnopeuden yläraja (pu/s)
J+12	-1000	Iqrmin, loisivirran muutosnopeuden alaraja (pu/s)
J+13	1,0	Accel, kiihdytyskerroin ($0 \leq \text{Accel} \leq 1$)

Liite B: Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön parametrit

Taulukko B.1: Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön parametrit, joita käytettiin luvun 6.4 askelvastetarkasteluissa. Oikosulkusuhte on noin 11.

säädön toimintatapa	T_r (ms)	K_p	K_i	K_q	K_v
laitostason säätö	200	1,5	75	-	-
laitostason säätö	400	0,8	40	-	-
laitostason säätö	600	0,54	27	-	-
laitostason säätö	800	0,41	20,5	-	-
laitostason säätö	1000	0,33	16,5	-	-
generaattori- ja laitostason säätö	200	120	60	0,02	80
generaattori- ja laitostason säätö	400	60	30	0,02	40
generaattori- ja laitostason säätö	600	40	25	0,02	25
generaattori- ja laitostason säätö	800	35	20	0,02	18
generaattori- ja laitostason säätö	1000	28	14	0,04	14

Taulukko B.2: Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön parametrit luvun 7.1.1 johdon-
varsiliitännän tarkastelussa. Säädön viritys on tehty laitoskohtaisesti.

laitos	säädön toimintatapa	T_r (ms)	K_p	K_i	K_q	K_v
A	generaattori- ja laitostason säätö	200	140	100	0,07	70
B	laitostason säätö	200	1,1	55	-	-
C	laitostason säätö	500	0,6	30	-	-
D	laitostason säätö	1000	0,25	12,5	-	-

Taulukko B.3: Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön parametrit luvun 7.1.1 johdonvarsiliitännän tarkastelussa. Säädön virityksessä on huomioitu kaikki johdolle liitetty tuulivoimalaitokset.

laitos	säädön toimintatapa	T_r (ms)	K_p	K_i	K_q	K_v
A	generaattori- ja laitostason säätö	200	50	25	0,06	25
B	laitostason säätö	200	0,46	23	-	-
C	laitostason säätö	500	0,2	10	-	-
D	laitostason säätö	1000	0,1	5	-	-

Taulukko B.4: Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön parametrit luvun 7.1.1 johdonvarsiliitännän tarkastelussa. Säädön virityksessä on huomioitu portaittain johdolle liitetty tuulivoimalaitokset.

laitos	säädön toimintatapa	T_r (ms)	K_p	K_i	K_q	K_v
A	generaattori- ja laitostason säätö	200	50	25	0,06	25
B	laitostason säätö	200	0,6	30	-	-
C	laitostason säätö	500	0,4	20	-	-
D	laitostason säätö	1000	0,33	16,5	-	-

Taulukko B.5: Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön parametrit luvun 7.1.2 sähköasemaliitännän tarkastelussa.

laitos	säädön toimintatapa	T_r (ms)	K_p	K_i	K_q	K_v
A	laitostason säätö	200	1,96	98	-	-
B	laitostason säätö	200	1,6	80	-	-
C	laitostason säätö	1000	0,44	22	-	-
D	laitostason säätö	1000	0,36	18	-	-

Taulukko B.6: Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön parametrit luvun 7.1.3 eritehoisten tuulivoimalaitosten sähköasemaliitännän tarkastelussa.

laitos	P_{\max} (MW)	säädön toimintatapa	T_r (ms)	K_p	K_i	K_q	K_v
A	75	laitostason säätö	200	1,5	75	-	-
B	25	laitostason säätö	1000	0,5	25	-	-
C	25	laitostason säätö	200	2,5	125	-	-
D	75	laitostason säätö	1000	0,26	13	-	-

Taulukko B.7: Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön parametrit luvun 7.2 laskentatar-
kasteluissa, parametrisarja 1. Säädön viritys on tehty laitoskohtaisesti.

asema	liitántäjohto (km)	säädön toimintatapa	T_r (ms)	K_p	K_i	K_q	K_v
1	15	gen. ja laitostason säätö	200	140	140	0,09	100
1	30	gen. ja laitostason säätö	200	140	140	0,06	80
2	15	gen. ja laitostason säätö	200	140	100	0,07	70
2	30	gen. ja laitostason säätö	200	140	100	0,06	60
3	15	gen. ja laitostason säätö	200	140	120	0,08	80
3	30	gen. ja laitostason säätö	200	140	100	0,07	70
1	15	laitostason säätö	200	1,7	85	-	-
1	30	laitostason säätö	200	1,46	73	-	-
2	15	laitostason säätö	200	1,28	64	-	-
2	30	laitostason säätö	200	1,12	56	-	-
3	15	laitostason säätö	200	1,48	74	-	-
3	30	laitostason säätö	200	1,3	65	-	-

Taulukko B.8: Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön parametrit luvun 7.2 laskentatar-
kasteluissa, parametrisarja 2. Säädön virityksessä on huomioitu kaikki säh-
köasemalle liitetty tuulivoimalaitokset.

asema	liitántäjohto (km)	säädön toimintatapa	T_r (ms)	K_p	K_i	K_q	K_v
1	15	gen. ja laitostason säätö	200	100	80	0,07	50
1	30	gen. ja laitostason säätö	200	100	80	0,07	50
2	15	gen. ja laitostason säätö	200	50	25	0,06	25
2	30	gen. ja laitostason säätö	200	50	25	0,06	25
3	15	gen. ja laitostason säätö	200	70	50	0,07	35
3	30	gen. ja laitostason säätö	200	70	50	0,07	35
1	15	laitostason säätö	200	0,82	41	-	-
1	30	laitostason säätö	200	0,82	41	-	-
2	15	laitostason säätö	200	0,48	24	-	-
2	30	laitostason säätö	200	0,48	24	-	-
3	15	laitostason säätö	200	0,64	32	-	-
3	30	laitostason säätö	200	0,64	32	-	-

Taulukko B.9: Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön parametrit luvun 7.2 laskentatarkasteluissa, parametrisarja 3. Säädön virityksessä on huomioitu kaikki sähköasemalle liitetty tuulivoimalaitokset.

asema	liitántäjohto (km)	säädön toimintatapa	T_r (ms)	K_p	K_i	K_q	K_v
1	15	gen. ja laitostason säätö	1000	18	9	0,043	9
1	30	gen. ja laitostason säätö	1000	18	9	0,043	9
2	15	gen. ja laitostason säätö	1000	10	5	0,042	5
2	30	gen. ja laitostason säätö	1000	10	5	0,042	5
3	15	gen. ja laitostason säätö	1000	14	7	0,04	7
3	30	gen. ja laitostason säätö	1000	14	7	0,04	7
1	15	laitostason säätö	1000	0,19	9,5	-	-
1	30	laitostason säätö	1000	0,19	9,5	-	-
2	15	laitostason säätö	1000	0,11	5,5	-	-
2	30	laitostason säätö	1000	0,11	5,5	-	-
3	15	laitostason säätö	1000	0,145	7,25	-	-
3	30	laitostason säätö	1000	0,145	7,25	-	-

Taulukko B.10: Tuulivoimalaitosmallin jännitteensäädön parametrit luvun 7.2 laskentatarkasteluissa, parametrisarja 4. Säädön viritys on tehty laitoskohtaisesti.

asema	liitántäjohto (km)	säädön toimintatapa	T_r (ms)	K_p	K_i	K_q	K_v
1	15	gen. ja laitostason säätö	1000	38	19	0,043	19
1	30	gen. ja laitostason säätö	1000	30	15	0,043	15
2	15	gen. ja laitostason säätö	1000	28	14	0,045	14
2	30	gen. ja laitostason säätö	1000	23	11,5	0,045	11,5
3	15	gen. ja laitostason säätö	1000	32	16	0,045	16
3	30	gen. ja laitostason säätö	1000	28	14	0,045	14
1	15	laitostason säätö	1000	0,38	19	-	-
1	30	laitostason säätö	1000	0,33	16,5	-	-
2	15	laitostason säätö	1000	0,3	15	-	-
2	30	laitostason säätö	1000	0,25	12,5	-	-
3	15	laitostason säätö	1000	0,34	17	-	-
3	30	laitostason säätö	1000	0,29	14,5	-	-